Prospecto Definitivo de Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da 2ª Emissão da

CNPJ 08.324.196/0001-81
Rua Mermoz nº 150 – Natal – RN

R$ 120.000.000,00

Classificação de Risco da Emissão – Standard & Poor's: BrBBB+
Classificação de Risco da Emissora – Standard & Poor's: BrBBB+

Código ISIN: BRCSRNDBS028

Emissão aprovada pela Assembléia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 5 de maio de 2004
Registro na CVM: nº CVM/SRE/DEB/2004/025
Data: 19/08/2004

Emissão de 1.200 (mil e duzentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, nominativas-escriturais, com valor nominal unitário de R$100.000,00 (cem mil reais), deliberada pela Assembléia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 5 de maio de 2004 por proposta do Conselho de Administração da Companhia, conforme reunião realizada em 1º de março de 2004, cujas atas foram publicadas no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e, respectivamente, no jornal "Valor Econômico" e no jornal "Gazeta Mercantil", em 13 de maio de 2004 e em 19 de março de 2004 e arquivadas na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte JUCERN respectivamente em 11 de maio de 2004 e em 8 de março de 2004.

"O registro da presente distribuição não implica, por parte da Comissão de Valores Mobiliários, garantia da veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre as Debêntures a serem distribuídas."

"O potencial investidor deve ler todo o conteúdo deste prospecto para fazer a avaliação do seu investimento nas Debêntures da Emissora, inclusive o capítulo 'Fatores de Risco', nas páginas 50 a 59".

ANBID

"A presente oferta pública foi elaborada de acordo com as disposições do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Títulos e Valores Mobiliários registrado no 5º Ofício de Títulos e Documentos do Estado do Rio de Janeiro sob o nº 497585, atendendo aos padrões mínimos de informação contidos no mesmo, não cabendo à ANBID qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade do emissor/ofertante, das instituições participantes e dos títulos e valores mobiliários objeto da oferta".

Instituição Intermediária Líder

Banco Santander

Instituições Intermediárias

Itaú BBA

Bradesco Corporate

BB INVESTIMENTOS

A data deste Prospecto é 16 de agosto de 2004

Índice

Glossário 3

Resumo Contendo as Características da Operação **13**

Identificação de Administradores, Consultores e Auditores **18**

Informações Relativas à Oferta **20**

Composição do Capital Social 20
Características e Prazos 20
Contrato de Distribuição das Debêntures 44
Destinação dos Recursos 48

Fatores de Risco **50**

Fatores Relativos ao Ambiente Macroeconômico 50
Fatores Relativos ao Setor Elétrico 51
Fatores Relativos à Cosern 54
Fatores Relativos às Debêntures e à Emissão 56

Situação Financeira **60**

Informações Financeiras e Operacionais Selecionadas 60
Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras 62

O Setor de Energia Elétrica no Brasil **75**

Informações Relativas à Cosern **89**

Histórico 89
Atividades da Cosern 97
Estrutura Organizacional 144
Propriedades, Plantas e Equipamentos 145
Composição do Capital Social 147
Administração 151
Pessoal 158
Contingências Judiciais e Administrativas 161
Outras Provisões e Contingências Relevantes 163
Informações e Esclarecimentos 163

Informações sobre a Classificação de Risco **165**

Tratamento Tributário Aplicável às Debêntures **166**

Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF 166
Contribuições para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS 167
Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira – CPMF 167

Sistema Nacional de Debêntures **169**

BOVESPA FIX **173**

ANEXOS **175**

I – Ata da Assembléia Geral Extraordinária que Deliberou a Emissão 177
II – Estatuto Social da Cosern 183
III – Escritura de Emissão de Debêntures 195
IV – Relatório de Classificação de Risco 383
V – Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP da Companhia Referentes aos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de Dezembro de 2001, 2002 e 2003 389
VI – Informações Trimestrais – ITR da Companhia Referentes aos Trimestres Findos em 30 de Junho de 2004 e 30 de Junho de 2003 557
VII – Resolução Homologatória nº 109, de 20 de Abril de 2004, da Agênia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL 605
VIII – Informações Anuais – IAN da Companhia Referente ao Exercício Social Encerrado em 31 de Dezembro de 2003 617
IX – Ofício da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que Aprovou a Emissão e a Constituição da Garantia Real 691

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

GLOSSÁRIO

Esta seção apresenta o significado das siglas e termos técnicos utilizados nos capítulos subseqüentes deste prospecto.

ABRADEE – Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica

Agentes Arrecadadores – Agentes contratados pela Cosern para a cobrança e/ou recebimento do pagamento das Contas de Energia

Agentes Financeiros - Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco ABC Brasil S.A. e Banco BVA S.A., para o Contrato BNDES/FINEM

Agente Fiduciário – Planner Corretora de Valores S.A.

ANBID – Associação Nacional dos Bancos de Investimento

ANDIMA – Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Bancos capacitores – Equipamentos estáticos geradores de potência reativa

Banco Depositário – Banco Bradesco S.A.

Banco do Brasil – Banco do Brasil S.A.

Banco Mandatário – Banco Bradesco S.A.

Banco Santander – Banco Santander Brasil S.A.

BANDERN – Banco do Estado do Rio Grande do Norte

Banespa – Banco do Estado de São Paulo S.A.

BBA – Banco Itaú BBA S.A.

BB-BI – BB – Banco de Investimento S.A.

Bens Empenhados - Os bens empenhados são (i) os Créditos; (ii) todos os valores ou bens recebidos pela Cosern como forma de pagamento dos Créditos; (iii) direitos de crédito da Cosern contra as Instituições Financeiras em razão de depósitos, presentes e futuros, do pagamento das Contas de Energia nas Contas

Empenhadas ou ainda em razão dos Recebimentos, sendo que o penhor ora referido recai sobre trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) do total de Depósitos e Recebimentos pelas Instituições Financeiras; (iv) os direitos de crédito da Cosern contra os Agentes Arrecadores, em razão do recebimento por tais agentes arrecadadores do pagamento das Contas de Energia nos termos dos respectivos contratos de arrecadação; o penhor ora referido recai sobre trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) dos recebimentos pelos Agentes Arrecadadores; e (v) direito de crédito contra o Banco do Brasil, em razão de quaisquer depósitos existentes ou que venham a ser realizados na Conta Caução, a qualquer tempo durante a vigência do Contrato de Penhor

BIHF - Banco Itaú Holding Financeira

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo

BOVESPA FIX – Mercado de Títulos de Dívida Corporativa da Bovespa

Bradesco – Banco Bradesco S.A.

Capacidade Instalada – Soma das potências nominais de instalações de geração de energia ou de transformação, conforme o caso, em condições de entrar em funcionamento

CBLC – Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDI – Certificado de Depósito Interbancário

CELPOS – Fundação CELPE de Seguridade Social

CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação

CGCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco

COELBA – Companhia de Eletricidade da Bahia

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

Co-geração – Processo de produção simultânea de energia elétrica e de energia térmica a partir de um mesmo combustível

COI - Centro de Operações e Informação

Companhia, Emissora ou Cosern – Companhia Energética do Rio Grande do Norte

Consumidores - Consumidores da Cosern arrolados no Anexo I ao Contrato de Penhor

Consumidores Livres – consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69kV, ou consumidor com carga igual ou superior a 3MW em qualquer tensão que tenham sido ligados a partir de 7 de maio de 1995, que podem optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado

Conta Caução – Conta corrente de titularidade da Cosern nº 206.414-6, agência nº 0022-1 – Natal (RN), no Banco do Brasil;

Conta Compartilhada – Conta corrente nº 202.100-5, agência nº 0022-1 (Agência Natal - RN), no Banco do Brasil, de titularidade do Agente Fiduciário na qualidade de representante dos Debenturistas e também na qualidade de mandatário dos Agentes Financeiros, neste último caso atuando unicamente como agente cobrador e depositário dos recursos depositados e/ou transferidos na e/ou para a Conta Compartilhada;

Conta no Banco Mandatário – Conta corrente nº 3.456/8, agência nº 321-2 (Natal – RN), no Banco Bradesco S.A.;

Contas de Fornecimento – Contas de Energia, acrescidas dos encargos de mora quando aplicáveis

Contas de Energia – Contas de fornecimento de energia faturadas pela Cosern;

Contas Empenhadas – Contas correntes indicadas no Anexo III ao Contrato ou que venham a ser abertas pela Cosern perante as Instituições Financeiras;

Conta Vinculada – Conta corrente nº 205818-9, agência 0022-1 – Agência (Natal – RN), no Banco do Brasil;

Contrato BNDES/FINEM - Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES/FINEM nº 61.928

Contrato de Cobrança - Contrato de Cobrança, Depósito com Interveniência e Outras Avenças

Contrato de Penhor - Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Cosern, Planner, Unibanco, Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., BBA., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

Contratos Iniciais – Contratos de compra e venda de energia celebrados entre concessionárias de distribuição e de geração, com montantes, preços e prazos previamente definidos em resoluções da ANEEL, nos termos da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998

Coteminas – Companhia de Tecidos Norte de Minas

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

CPMF – Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira

Créditos - Direitos creditórios de titularidade da Emissora, existentes na data do Contrato de Penhor ou que vierem a se constituir futuramente, bem como seus respectivos títulos, quando existentes, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica listados no Anexo I do Contrato de Penhor

CVA – Conta de Compensação de Variação de Valores da "Parcela A"

CVM – Comissão de Valores Mobiliários

Data de Emissão – 1º de junho de 2004

Data de Repactuação – 1º de junho de 2006

Data de Vencimento – 1º de junho de 2008

Debêntures - 1.200 debêntures nominativas-escriturais, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, da segunda emissão da Cosern

DEC – Índice de duração equivalente de interrupção no fornecimento de energia elétrica por consumidor

Depósitos - Depósitos, presentes e futuros, do produto do pagamento das Contas de Energia em Contas Empenhadas

DFP – Demonstrações Financeiras Padronizadas

DI - Depósitos Interfinanceiros

DIC – Índice de duração de interrupção individual no fornecimento de energia elétrica por unidade consumidora

DMIC – duração máxima de interrupção contínua da distribuição de energia elétrica para uma unidade consumidora

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

EBITDA – *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization*, que corresponde ao lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização

Emissão - Emissão para distribuição pública, em série única, de 1.200 Debêntures, da segunda emissão da Cosern com valor nominal unitário de R$100.000,00, com Data de Emissão em 1º de junho de 2004, perfazendo o valor total da emissão de R$120.000.000,00, com prazo de 4 anos, contados da Data de Emissão, conforme deliberado pela Assembléia Geral Extraordinária realizada em 5 de maio de 2004

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

Escritura - Escritura Particular da 2ª Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações, em Série Única, da Espécie com Garantia Real, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte

ESS – Encargos de Serviços de Sistema

FACHESF - Fundação CHESF de Assistência e Seguridade Social – FACHESF

FAELCE – FAELCE – Fundação COELCE de Seguridade Social

FASERN - Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da Cosern

Fator X – Variável (atualmente com valor igual a 1,78% no caso da Cosern), que integra a fórmula do reajuste anual e atua como redutor ou aumentador do IGP-M/FGV, ou índice que venha a substituí-lo, aplicável no reajuste

FEC – Índice de freqüência equivalente de interrupções no fornecimento de energia elétrica por consumidor

FECOERN – Federação das Cooperativas do Estado do Rio Grande do Norte

FGV – Fundação Getúlio Vargas

FIC – Índice de freqüência de interrupção individual no fornecimento de energia elétrica por unidade consumidora

FIERN - Federação das Indústrias do Rio Grande do Norte

FINEM - Programa de Financiamento a Empreendimentos do BNDES

FUNCASAL – FUNCASAL – Fundação CASAL de Seguridade Social

Fundação BANORTE – BANORTE – Fundação Manoel Baptista da Silva de Seguridade Social

Guaraniana – Guaraniana S.A.

GWh – Gigawatt-hora

IAN – Informações Anuais

IBERDROLA – Iberdrola S.A.

IBERENER – Iberdrola Energia S.A.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IBIDEM – Ibidem S.A.

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias, Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e Serviços de Comunicação

IGPM/FGV – Índice Geral de Preços – Mercado, calculado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas

INPI – Instituto Nacional de Propriedade Intelectual

INSS – Instituto Nacional do Seguro Social

Instituição Intermediária Líder – Banco Santander Brasil S.A.

Instituições Intermediárias – significam, em conjunto, Banco Santander Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Bradesco S.A. e BB Banco de Investimento S.A.

Instituição Líder – Banco Santander Brasil S.A.

IRRF – Imposto de Renda Retido na Fonte

ITR – Informações Trimestrais

Itaú BBA – Banco Itaú BBA S.A.

JUCERN – Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte

Juros Remuneratórios – *Spread* ou sobretaxa de 2,5% ao ano, base 252 dias úteis, incidentes sobre o valor nominal da Debênture, *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização

kV – kilovolts

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MME – Ministério de Minas e Energia

MVA – Megavolt ampere

MW – Megawatt

MWh – Megawatt hora

Novos Agentes - Novos agentes arrecadadores ou instituições financeiras contratados pela Cosern para a cobrança e/ou recebimento do pagamento das Contas de Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Parcela A – Item da fórmula de reajuste das tarifas de fornecimento, composta por custos não gerenciáveis das distribuidoras, tais como a cota da RGR, a CCC, os encargos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, a TFSEE, os encargos de conexão e uso do sistema de transmissão e a compra de energia elétrica para revenda

Parcela B – Item da fórmula de reajuste das tarifas de fornecimento, composta pelos custos que não aqueles componentes da Parcela A (excluído o ICMS), chamados de custos gerenciáveis

PASEP – Contribuição para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

Período de Capitalização – Intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data prevista para o pagamento dos Juros Remuneratórios imediatamente anterior, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data prevista do pagamento de Juros Remuneratórios correspondentes ao período

Período de Vigência de Juros – Espaço de tempo que se inicia na Data de Emissão e se encerra na Data de Vencimento ou, se for o caso, na Data de Repactuação

PIS – Programa de Integração Social

Poder Concedente – União Federal ou ente da federação titular do serviço público concedido

Poder Liberatório - Na hipótese de não pagamento pela Emissora de qualquer valor devido com relação à Emissão, os debenturistas poderão utilizar as respectivas Debêntures para pagamento de Contas de Fornecimento contra os mesmos, se for o caso, mediante dação em pagamento

PPT – Programa Prioritário de Termeletricidade

PREVI – Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil

PROCEL – Programas de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica

Produtor Independente – Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

Projeto Termoaçú - Projeto do Grupo Guaraniana e da Petrobrás para a instalação de uma usina termelétrica no Estado de Rio Grande do Norte

Recebimentos – Recebimento de pagamento das Contas de Energia, incluindo portanto os Créditos, nos termos dos respectivos contratos de cobrança

Rede Básica – Todo sistema de transmissão com tensão igual ou superior a 230Kv, exceto as instalações de uso exclusivo de consumidor livre ou gerador, salvo algumas exceções indicadas nas Resoluções nºs 66, de 16 de abril de 1999, nº 166, de 31 de maio de 2000 e nº 433, de 10 de novembro de 2000, todas da ANEEL

Rede primária – Rede elétrica, construída em postes na via pública, na voltagem de 13.800 Volts ou 23.000 Volts. Essas redes fornecem energia para indústrias e casas comerciais de médio e grande porte bem como para transformadores que irão alimentar as redes secundárias

Rede secundária – Rede elétrica construídas em postes na via pública, em nível inferior à rede primária, alimentada através de transformadores e que fornecem energia na voltagem de 127 V, 220V ou 380V a residências, comércios e/ou indústria de pequeno e médio porte

REFIS - Programa de Recuperação Fiscal

Relés – Aparelhos que cumprem função de proteção elétrica do sistema

Relés digitais – Relés que também indicam a localização da falha em quilômetros, contribuindo para a identificação de problemas pelas equipes de manutenção de linhas

RGR – Reserva Global de Reversão, fundo de reserva para prover os recursos necessários para as compensações pelas propriedades e instalações utilizadas durante a concessão, caso a mesma seja extinta ou não seja renovada

ROL - receita operacional líquida da Emissora

Roteadores – equipamentos responsáveis por disponibilizar em ambiente de rede os dados analógicos dos *modens* de comunicação, no Centro de Operação e Informação - COI, para facilitar a comunicação entre o Sistema Aberto de Gerenciamento da Energia - SAGE, subestações e a rede automatizada da distribuição

RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária

SAGE - Sistema Aberto de Gerenciamento da Energia, rede responsável pelo sistema de supervisão e controle das subestações e da rede de distribuição de 13,8 KV

Santander – Banco Santander Brasil S.A.

SDT – Sistema de Distribuição de Títulos

SND – Sistema Nacional de Debêntures

Subperíodo de Capitalização – Prazos definidos de acordo com as Taxas DI apuradas, sendo que: (i) o primeiro Subperíodo de Capitalização inicia-se na Data de Emissão e termina no prazo definido pela Taxa DI apurada naquela data; (ii) os Subperíodos de Capitalização seguintes são definidos apurando-se a Taxa DI no vencimento do subperíodo anterior, entendendo-se como o novo subperíodo em vigor o prazo desta taxa, sendo que o último Subperíodo de Capitalização terá seu vencimento na mesma data de vencimento do Período de Capitalização; e (iii) as taxas dos subperíodos são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis* por dias úteis para a Taxa DI e para o *spread*, se necessário, até a data do efetivo pagamento dos Juros Remuneratórios, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização

Taxa DI – Taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, over Extra-Grupo, calculadas e divulgadas pela CETIP

Taxa SELIC – Taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia divulgada pelo Comitê de Política Monetária (COPOM)

Termoaçú – Termoaçú S.A.

TFSEE – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

TR – Taxa Referencial

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

Unibanco – Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.

UPTICK – UPTICK Participações S.A.

URA - Unidade de Resposta Audível, que consiste em auto-atendimento realizado por telefone pelo cliente para solução de problemas no sistema elétrico ou comercial

Valor Normativo – Índice utilizado para determinar o limite de repasse dos preços de compra de energia elétrica para as tarifas de fornecimento, conforme a Resolução nº 248, de 6 de maio de 2002, da ANEEL

VDAF – Parcela do produto da execução dos Bens Empenhados devida ao Agente Fiduciário

VBD - Valor depositado na Conta Caução que deverá ser bloqueado diariamente pelo Banco do Brasil S.A. nos termos do Contrato de Penhor

VDBNDES – Saldo devedor da Emissora sob o Contrato BNDES/FINEM no mês anterior à data de solicitação do bloqueio

VDC – Valor depositado na Conta Caução diariamente

VDG – Proporção da dívida objeto do Contrato BNDES/FINEM em relação ao saldo devedor das Debêntures, na data de solicitação do bloqueio

VDUAF - Parcela do VBD disponível para utilização pelo Agente Fiduciário

VPE – Valor obtido com a execução judicial dos Bens Empenhados

VN – Valor Normativo

RESUMO CONTENDO AS CARACTERÍSTICAS DA OPERAÇÃO

Descrição da operação

Emissão para distribuição pública, em série única, de 1.200 debêntures nominativas-escriturais, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real ("Debêntures"), da segunda emissão da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN ("Cosern", "Emissora" ou "Companhia") com valor nominal unitário de R$100.000,00, com data de emissão em 1º de junho de 2004 ("Data de Emissão"), perfazendo o valor total da emissão de R$120.000.000,00, com prazo de 4 anos, contados da Data de Emissão, conforme deliberado pela Assembléia Geral Extraordinária realizada em 5 de maio de 2004 ("Emissão"), cuja ata foi arquivada na JUCERN em 11 de maio de 2004 e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e no jornal "Valor Econômico" em 13 de maio de 2004. A referida Assembléia Geral Extraordinária foi realizada por proposta do Conselho de Administração da Companhia em reunião ocorrida em 1º de março de 2004, cuja ata foi arquivada na JUCERN em 8 de março de 2004 e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e no jornal "Gazeta Mercantil" em 19 de março de 2004.

As Debêntures são garantidas por penhor (a) de direitos creditórios de titularidade da Emissora, existentes ou que vierem a ser constituídos futuramente, bem como seus respectivos títulos, quando existentes, (i) oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os consumidores da Emissora; (ii) detidos contra o Banco do Brasil S.A. referentes à conta corrente nº 206.414-6, na agência nº 0022-1 - Natal (RN) (Conta Caução); e (ii) detidos contra instituições financeiras e agentes arrecadadores do pagamento das contas de fornecimento de energia elétrica pelos consumidores da Emissora; e (b) dos valores ou bens recebidos pela Cosern como forma de pagamento das contas de fornecimento de energia empenhadas, nos termos do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças", celebrado entre a Emissora, o Agente Fiduciário, Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco BVA S.A., Banco ABC Brasil S.A. e Banco do Brasil S.A. em 4 de agosto de 2004 (veja o item "Informações Relativas à Oferta – Garantia Real" e o Anexo III deste prospecto).

O preço de subscrição das Debêntures será o seu valor nominal unitário, acrescido da respectiva remuneração, calculada *pro rata temporis,* desde a Data de Emissão até a data da efetiva subscrição.

As debêntures da presente Emissão ("Debêntures") deverão ser registradas (i) para distribuição no mercado primário no Sistema de Distribuição de Títulos – SDT, administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro – ANDIMA e operacionalizado pela CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação; e (ii) para negociação no mercado secundário (a) no Sistema Nacional de Debêntures – SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP, e (ii) no Bovespa Fix, mercado de negociação da Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA, que tem por agente de custódia e de liquidação a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia - CBLC.

A Emissora

A "Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte – COSERN", antiga denominação da Cosern, foi criada pela Lei nº 2.721, de 14 de dezembro de 1961, como uma sociedade de economia mista controlada pelo Estado do Rio Grande do Norte. A Companhia tinha na época por objeto a produção, o aproveitamento e o comércio, sob qualquer modalidade, de energia elétrica conforme disposto no Decreto Federal nº 1.302, de 3 de agosto de 1962.

Em 22 de dezembro de 1987, o Governo do Estado do Rio Grande do Norte sancionou a Lei nº 5.694, ampliando o objeto social da Cosern. Com a alteração, a empresa passou a adotar a denominação de Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN.

Em 17 de outubro de 2001, foi alterado novamente o objeto social da Emissora para "estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo".

Privatizada em 12 de dezembro de 1997, em leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a Cosern foi adquirida pelo consórcio formado pela Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA, Guaraniana S.A. e UPTICK Participações S.A. pelo valor de R$676,4 milhões.

Para cumprimento dos compromissos assumidos quando da privatização, a Cosern realizou intervenções nos sistemas de transmissão e distribuição e na estrutura organizacional da empresa. Além disso, foram adotados novos procedimentos operacionais que proporcionaram ganhos na qualidade do fornecimento de energia e no atendimento aos clientes.

Como resultado da nova política implementada, a Cosern vem acumulando bons resultados, nos últimos anos, em pesquisas realizadas por diversos órgãos, entre eles a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE e a Federação das Indústrias do Rio Grande do Norte - FIERN.

Instituições Intermediárias

Banco Santander Brasil S.A.

O Banco Santander Brasil S.A. ("Instituição Intermediária Líder" ou "Banco Santander" ou "Santander") é uma empresa do Santander Central Hispano, presente em 42 países, líder na Espanha, 2º maior banco em capitalização de mercado da região do Euro e a maior instituição financeira internacional da América Latina. Conta com um quadro de cerca de 103 mil empregados, dos quais 65% se encontram fora de Espanha.

Há 18 anos no Brasil, o Banco Santander tem um histórico sem precedentes de aquisições e continua crescendo. As mais recentes aconteceram nos meses de janeiro e novembro de 2000, com as aquisições do Conglomerado Financeiro Meridional (composto pelo Banco Meridional e pelo banco de investimentos Bozano, Simonsen) e do controle acionário do Banco do Estado de São Paulo (Banespa). Essas aquisições evidenciam a estratégia de consolidação do Santander no Brasil, principalmente nas regiões Sul e Sudeste, onde estabeleceu sua base de crescimento no país.

O Banco Santander possui vasta experiência na emissão de debêntures, contando com uma equipe altamente qualificada para as operações no mercado de capitais brasileiro. O Banco Santander foi a quinta instituição no ranking de originação de renda fixa da ANBID em 2003, tendo intermediado operações cujos lotes totalizaram o montante de R$ 605,7 milhões.

Entre estas operações, destacam-se (i) a emissão de debêntures da CPFL Energia S.A., no montante de R$ 1,8 bilhão; (ii) a emissão de debêntures da Telesp Celular Participações S.A., no total de R$ 700 milhões; e (iii) a operação de debêntures da Cia. Siderúrgica Paulista - COSIPA, no montante de R$ 240 milhões.

Banco Itaú BBA S.A.

O Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA") é o maior banco de atacado do Brasil, com ativos de R$29,7 bilhões e patrimônio líquido de R$3,26 bilhões (dezembro de 2003). É controlado pelo Grupo Itaú, que possui 95,75% do total de ações e 50% das ações ordinárias, sendo o restante controlado por executivos do Itaú BBA. O Itaú BBA se caracteriza pelo foco no atendimento aos clientes corporativos, com ênfase em crédito e operações estruturadas, atuando, assim, como banco corporativo e banco de investimento.

O Banco BBA Creditanstalt S.A. ("BBA") foi constituído em junho de 1988 como uma *joint venture* entre Creditanstalt-Bankverein Vienna, Áustria, e dois acionistas brasileiros (Fernão Bracher e Antônio Beltran Martinez) inicialmente sob o nome BBA Creditanstalt Banco de Investimento S.A. O banco mudou seu nome para Banco BBA Creditanstalt S.A. em fevereiro de 1989, quando recebeu a autorização do Banco Central para atuar como banco múltiplo, provendo uma gama completa de serviços de banco comercial e de investimentos. Em março de 1997, o Bank Áustria adquiriu 70% das ações votantes do Creditanstalt-Bankverein. Em setembro de 2000, o banco alemão Bayerische Hypo-und Vereinsbank (HVB) integrou o Bank Áustria às suas operações, tornando-se o controlador de 48% das ações detidas pelo Bank Áustria no BBA.

Em novembro de 2002, o Banco Itaú S.A. anunciou a associação ao BBA, pela qual foi alterada a denominação do BBA para Banco Itaú BBA S.A., assim como uma reorganização societária do Banco Itaú, que resultou na criação de uma companhia holding denominada Banco Itaú Holding Financeira ("BIHF"), controladora do Banco Itaú BBA S.A. e do Banco Itaú S.A.

A nova estrutura corporativa preserva a autonomia operacional de cada entidade, varejo e atacado, o que é importante para manter a agilidade e o enfoque oportunista de negócios requeridos numa franquia de banco de investimento. O Itaú BBA opera com um comitê de crédito independente e tem sua própria operação de tesouraria, embora as políticas e limites de *risk management*, assim como as funções de auditoria e controles

sejam definidas e monitoradas em nível corporativo pela BIHF. O comitê superior de crédito é dividido entre gerentes seniores dos dois bancos. A criação da BIHF para abrigar subsidiárias diferentes teve a intenção de prover maior autonomia às operações de varejo e de atacado - respectivamente Banco Itaú S.A. e Itaú BBA - assim como maximizar a utilização de recursos, particularmente o capital e o *funding* a serem alocados a cada unidade de negócios.

Em 2003, a área de mercado de capitais do Itaú BBA assessorou clientes na captação de recursos junto ao mercado de capitais local que totalizaram aproximadamente R$3,2 bilhões em operações de debêntures e notas promissórias liquidadas em 2003. Esse montante correspondeu à cerca de 43% de todas as emissões de notas promissórias e debêntures registradas no ano. Entre as principais emissões incluem-se as emissões de debêntures da Telemar Participações S.A., no volume de R$250 milhões, que abriu o mercado de emissões do ano, e da Fertibrás S.A., no valor de R$65 milhões, além da emissão de notas promissórias da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, no montante de R$300 milhões, todas lideradas pelo Itaú BBA. Destaca-se ainda a emissão de debêntures da CPFL Energia S.A., no valor de R$1,8 bilhão, na qual o Itaú BBA atuou como uma das instituições intermediárias. No ranking ANBID de originação de operações no mercado doméstico, o Banco Itaú BBA e o Banco Itaú S.A., se considerados conjuntamente, ficaram em 2º lugar, com uma participação de mercado de 15,1%.

Banco Bradesco S.A.

Fundado em 1943, o Banco Bradesco S.A. (“Bradesco”) é atualmente o maior banco múltiplo privado do país, com 11.192 pontos de atendimento, sendo 3.058 agências, 2.155 Postos de Atendimento Bancário, 4.085 agências do Banco Postal, 123 filiais Finasa/Zogbi e 1.771 pontos externos da rede de atendimento automático. Encerrou o 2º trimestre de 2004 com R$13,65 bilhões de patrimônio líquido e R$176,25 bilhões em ativos totais.

Atua no mercado de capitais brasileiro desde 1966, destacando-se como uma das mais importantes instituições intermediárias na coordenação, estruturação e distribuição de operações de *underwriting*, fusões e aquisições, *project finance* e demais operações estruturadas.

No 1º semestre de 2004, o Bradesco coordenou importantes operações de debêntures e notas promissórias, ocupando a 1ª colocação no ranking ANBID de originação e de distribuição, com volume total de R$2,51 bilhões milhões e participação de mercado de 50,99%.

A presença do Bradesco também se fez notar em operações de *project finance*, nas quais atua como assessor financeiro de empresas que possuem investimentos em geração de energia elétrica e em projetos correlatos, bem como na estruturação dos respectivos financiamentos.

No mês de março de 2004, foi divulgado o ranking ANBID de fusões e aquisições de 2003, no qual o Banco Bradesco S.A., pelo 2º ano consecutivo, conquistou a liderança nesse segmento, em número de operações, tendo concluído 8 operações. Até o encerramento do 1º semestre de 2004, já havia firmado 3 novos mandatos no segmento de fusões e aquisições.

No segmento de operações estruturadas, o Bradesco desenvolve estruturas para segregação de riscos de crédito, via utilização de SPEs (Sociedades de Propósito Específico), aquisição de créditos, Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDCs) e Certificados de Recebíveis Imobiliários (CRIs), bem como operações "*taylor made*" visando a menor utilização de capital de giro, aumento da liquidez, otimização de custo financeiro e tributário, adequação a limites técnicos legais/*covenants* financeiros, desmobilização e financiamentos "*off-balance-sheet*" das empresas clientes.

BB Banco de Investimento S.A.

Em novembro de 1988, o Banco do Brasil S.A. criou o BB Banco de Investimento S.A. (BB-BI), subsidiária integral que detém participações permanentes em empresas que representam uma extensão da atividade econômica do conglomerado e possui, também, participações societárias de caráter temporário no capital de empresas que adotam boas práticas de governança corporativa. O resultado do BB-BI origina-se de suas atividades de intermediação financeira, prestação de serviços e participações societárias.

Em 2003, o BB-BI foi líder na originação e distribuição de operações de renda fixa – emissões de debêntures e notas promissórias – no mercado de capitais doméstico. O BB-BI participou de 10 das 32 operações efetivadas no ano neste segmento, tendo sido a instituição no país mais presente nas emissões do período, com 19,5% do mercado. O volume de negócios realizados pelo banco atingiu R$ 1,4 bilhão.

O Banco do Brasil S.A., controlador do BB Banco de Investimento S.A., é hoje o maior banco do Brasil. Nos últimos anos, tornou-se uma empresa ágil, moderna e competitiva. Seu quadro de pessoal conta com 80.640 funcionários e 14 mil estagiários e adolescentes trabalhadores, para atender com eficiência a maior base de clientes e a maior rede própria de atendimento do Sistema Financeiro Nacional. São mais de 12 mil pontos de atendimento em todo o Brasil e em mais de 30 cidades do exterior, onde se espalham agências, unidades de negócios e escritórios, além de quatro subsidiárias, estando presente em 21 países.

Em seus 195 anos de história, o Banco do Brasil tem se diferenciado pela capacidade de atender segmentos do mercado financeiro, com produtos, serviços e soluções em negócios, sem descuidar do papel social de fomentador de programas, projetos e iniciativas que reafirmam os mais autênticos valores da sociedade brasileira.

O Banco do Brasil está organizado, atualmente, na forma de banco múltiplo. Quatorze empresas formam hoje o conglomerado Banco do Brasil.

Público Alvo

O público alvo da colocação das Debêntures será a comunidade de investidores institucionais brasileiros, principalmente instituições administradoras de fundos de investimento, fundos de pensão e tesourarias de instituições financeiras.

IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES

Administrador indicado para prestar esclarecimentos sobre a Emissão

Erik da Costa Breyer
Diretor de Economia, Finanças e de Relações com Investidores
Rua da Candelária, nº 65 – 16º andar
Rio de Janeiro – RJ
CEP: 20.091-020
Tel.: (21) 2506-3203
Fax.: (21) 2516-9486
E-mail: ebreyer@cosern.com.br
site: www.cosern.com.br

Consultores bancários

Instituição Líder

Banco Santander Brasil S.A.
Rua Amador Bueno, 474 Bloco C - 3º andar
CEP: 04752-005
Tel.: (11) 5538-6282
Fax.: (11) 5538-8252

Instituições Intermediárias

Banco Itaú BBA S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3400 - 5º andar
São Paulo – SP
CEP: 04538-132
Tel.: (11) 3708-8162
Fax.: (11) 3708-8107

Banco Bradesco S.A.
Av. Paulista, 1.450 – 3º andar
São Paulo - SP
CEP: 01310-917
Tel.: (11) 2178-4800
Fax.: (11) 2178-4880

BB Banco de Investimento S.A.
Rua Lélio Gama nº105 - 28º andar
Rio de Janeiro – RJ
CEP: 20031-080
Tel.: (21) 3808-3773
Fax.: (21) 3808-3239

Consultores Legais

Levy & Salomão Advogados
Av. Brigadeiro Faria Lima, 2601, 12º andar
São Paulo – SP
CEP: 01451-935
Telefone: (11) 3365-5127
Fax: (11) 3365-5048

Auditores responsáveis pelas demonstrações financeiras da Companhia referentes aos 3 últimos exercícios

2002 e 2003

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
Rua Padre Carapuceiro, 733 – 11ºandar
Recife – PE
CEP: 51020-280
Tel.: (81) 3464-8100
Fax.: (81) 3464-8100

2001

Ernst & Young Auditores Independentes S/C
Av. Tancredo Neves, 1.189, Ed. Guimarães Trade, 17º andar
Salvador – BA
CEP: 41820-021
Tel.: (71) 273-3500
Fax.: (71) 341-0340

Declaração

A Emissora e a Instituição Intermediária Líder da Emissão declaram que o presente prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Emissão, das Debêntures, da Emissora, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes, bem como que o prospecto foi elaborado de acordo com as normas pertinentes.

INFORMAÇÕES RELATIVAS À OFERTA

Composição do Capital Social

A composição do capital social por classe de ações e principais acionistas, em 31 de dezembro de 2003, era a seguinte:

	Em milhares de ações							
	Ações ordinárias		**Ações preferenciais**					
Acionistas	Única	%	A	%	B	%	Total	%
Coelba	80.946	62,4	15.665	76	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana	39.678	30,6	2.749	13,3			42.427	25,2
Uptick Participações	7.577	5,8	1.157	5,6	1.074	5,9	9.808	5,8
Iberdrola Energia	1.269	1,0	886	4,3			2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8			426	0,3
Total	**129.746**	**100,0**	**20.607**	**100,0**	**17.748**	**100,0**	**168.101**	**100,0**

Fonte: Cosern

Características e Prazos

Abaixo segue a descrição das principais características e prazos da Emissão.

Quantidade Total de Debêntures

Serão emitidas 1.200 Debêntures.

Valor Nominal Unitário

O valor nominal unitário das Debêntures, na Data de Emissão, conforme definida abaixo, será de R$100.000,00.

Valor Total da Emissão

O valor total da Emissão será de R$120.000.000,00, na Data de Emissão, conforme definida abaixo.

Número de Emissão

Esta é a 2ª emissão de debêntures da Emissora.

Número de Séries

A Emissão será feita em série única.

Forma, Conversibilidade e Espécie

As Debêntures serão simples, não conversíveis em ações da Emissora, emitidas na forma nominativa-escritural e da espécie com garantia real, nos termos do artigo 58 da Lei nº 6.404/76. Tendo em vista que o capital social da Emissora, em 31 de dezembro de 2003, era de R$140,4 milhões, a presente Emissão observa o limite de emissão para efeito do disposto no artigo 60 da Lei nº 6.404/76.

Garantia Real

Para assegurar o cumprimento de suas obrigações pecuniárias, principais e acessórias, assumidas na escritura, a Emissora empenhou e vinculou, em primeiro (1º) grau, em favor dos debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, nos termos do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" ("Contrato de Penhor"), os seguintes bens e direitos ("Bens Empenhados") (veja o Anexo III deste prospecto):

i) direitos creditórios de titularidade da Emissora, existentes na data do Contrato de Penhor ou que vierem a se constituir futuramente, bem como seus respectivos títulos, quando existentes, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para consumidores da Cosern arrolados no Contrato de Penhor ("Consumidores"), em montante correspondente à totalidade do saldo do valor nominal das Debêntures acrescido da respectiva remuneração devida nos termos da Escritura de Debêntures e do saldo devedor da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM ("Créditos");

ii) todos os valores ou bens recebidos pela Emissora como forma de pagamento dos Créditos;

iii) direitos de crédito da Emissora contra instituições financeiras em razão de depósitos, presentes e futuros ("Depósitos"), do produto do pagamento das contas de fornecimento de energia elétrica faturadas pela Cosern ("Contas de Energia") em contas correntes abertas ou que venham a ser abertas pela Emissora perante tais instituições ("Contas Empenhadas") ou ainda em razão do recebimento de pagamento das Contas de Energia, incluindo portanto dos Créditos, nos termos dos respectivos contratos de cobrança ("Recebimentos"); o penhor ora referido recai sobre 36,5% do total de Depósitos e Recebimentos pelas referidas instituições financeiras nos termos deste item;

iv) direitos de crédito da Emissora contra todos os agentes arrecadadores dos pagamentos das Contas de Energia, em razão do recebimento por tais agentes arrecadadores do pagamento das Contas de Energia nos termos dos respectivos contratos de arrecadação; o penhor ora referido recai sobre 36,5% dos recebimentos pelos agentes arrecadadores nos termos deste item; e

v) direito de crédito contra o Banco do Brasil, em razão de quaisquer depósitos existentes ou que venham a ser realizados na conta corrente de titularidade da Cosern nº 206.414-6, agência nº 0022-1 – Natal (RN) ("Conta Caução"), a qualquer tempo durante a vigência do Contrato de Penhor.

Parte dos Créditos empenhados são futuros e, portanto, não performados (veja a seção "Fatores de Risco – Garantia Real"). Por Créditos performados entendem-se os Créditos constituídos e cujos respectivos fornecimentos de energia já foram faturados pela Cosern aos respectivos Consumidores.

Os Créditos empenhados são estimados em montante correspondente à totalidade do saldo do valor nominal das Debêntures acrescido da respectiva remuneração devida nos termos da Escritura de Debêntures e do saldo devedor da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM. O prazo médio de duração dos contratos de fornecimento de energia originadores dos Créditos é indeterminado, no caso de consumidores residenciais, de 20 meses no caso de consumidores do grupo A e de 36 meses no caso de grandes clientes (veja o Anexo I do Contrato de Penhor). A renovação desses contratos é automática, exceto se o consumidor manifestar-se de forma contrária no período previsto no respectivo contrato.

Os Créditos performados empenhados deverão, durante toda a vigência do Contrato de Penhor, representar mensalmente, no mínimo, 36,5% da receita operacional líquida obtida pela Cosern no mês anterior, limitados ao saldo devedor das Debêntures e do Contrato BNDES/FINEM. O valor total de Créditos empenhados já performados, na data de assinatura do Contrato de Penhor, correspondia a R$17,50 milhões; superior a 36,5% da Receita Operacional Líquida da Cosern no mês de junho de 2004, que foi de R$45,06 milhões, conforme demonstrado pela tabela abaixo:

Cálculo da Receita Operacional Líquida	**Jun/04**
Receita Operacional Bruta (i - ii)	**62.371.662,99**
i) Soma 1	**65.259.433,07**
a) Fornecimento de energia elétrica	60.778.950,72
b) Suprimento de energia elétrica - MAE	355.764,74
c) Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	606.700,10
d) Subvenção aos consumidores de baixa renda (tarifa social)	2.456.836,59
e) Outras receitas operacionais	1.061.180,92
ii) Soma 2	**(2.887.770,08)**
a) Recomposição tarifária do racionamento	(2.326.020,84)
b) energia livre racionamento	(561.749,24)
Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	(10.192.233,54)
Contribuição para o Programa de Integração Social – PIS	(767.907,16)
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS	(3.537.041,22)
Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	(14.921,40)
Quota para a Reserva Global de Reversão – RGR	(463.862,66)
Encargo de Capacidade Emergencial – ECE	(2.337.320,12)
Encargo de Aquisição de Capacidade Emergencial	(129,43)
Receita Operacional Líquida	**45.058.247,46**
36,5% da Receita Operacional Líquida	**16.446.260,32**

Observado o item 1.4 e 4.5 do Contrato de Penhor, o Agente Fiduciário deverá notificar a Cosern para que esta reforce a garantia real prestada aos Debenturistas sempre que o valor dos Créditos seja insuficiente para garantir o pagamento do valor nominal das Debêntures, acrescido da respectiva remuneração devida nos termos da Escritura.

Tendo em vista que nos termos do item 10.1 (xix) do "Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES/FINEM nº 61.928" ("Contrato BNDES/FINEM" e do item 2.7 do "Contrato de Cobrança, Depósito com Interveniência e Outras Avenças" ("Contrato de Cobrança"), celebrados entre a Emissora, o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. (na qualidade de sucessor do Banco Credibanco S.A.), Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Itaú BBA S.A. (atual denominação do Banco BBA Creditanstalt S.A.), Banco Sudameris Brasil S.A., Banco ABC Brasil S.A. e Banco BVA S.A. ("Agentes Financeiros") e o Banco do Brasil S.A. (no caso do Contrato de Cobrança), é vedado à Emissora constituir garantias sobre sua receita junto a credores de longo prazo sem a prévia e expressa autorização dos Agentes Financeiros e sem que mesma garantia seja prestada aos Agentes Financeiros, estes também são parte do Contrato de Penhor e também são beneficiários do penhor constituído através do referido instrumento. Em 30 de junho de 2004, o saldo devedor da Emissora sob o Contrato BNDES/FINEM era de R$50,21 milhões.

Nos termos do Contrato de Penhor, a excussão, judicial ou extrajudicial, dos Bens Empenhados, estará limitada, mensalmente, durante toda a vigência do Contrato de Penhor, a 36,5% da receita operacional líquida da Emissora auferida no mês anterior ao da data da excussão.

Controle dos Créditos e Reforço do Penhor

O Agente Fiduciário e o Unibanco, trimestralmente, a partir da data de assinatura do Contrato de Penhor e até o 15º dia do mês em referência, deverão verificar se nos três meses anteriores à verificação foram depositados na Conta Caução recursos decorrentes do pagamento dos Créditos em valor correspondente a, no mínimo, 36,5% da receita operacional líquida da Cosern no período ("Movimentação de Créditos Trimestral").

Na hipótese de verificação de inobservância da Movimentação de Créditos Trimestral, o Agente Fiduciário e/ou o Unibanco, dentro do prazo de até 3 dias úteis da data de verificação da Movimentação de Créditos Trimestral, deverá(ão) notificar por escrito a Cosern para que esta reforce o penhor dos Créditos em até 5 dias úteis do recebimento da referida notificação.

O reforço do penhor dos Créditos reputar-se-á constituído, nos termos da legislação em vigor, após o registro de novo Anexo I do Contrato de Penhor e aditamento ao contrato em Cartório de Títulos e Documentos da Cidade de Natal, Rio de Janeiro e São Paulo, às expensas da Cosern.

A substituição do Anexo I na forma prevista acima deverá contemplar a inclusão de novos consumidores da Cosern escolhidos de comum acordo entre a Cosern, o Agente Fiduciário e o Unibanco.

Adicionalmente, o Contrato de Penhor deverá ser aditado sempre que novos agentes arrecadadores ou instituições financeiras forem contratados pela Cosern para a cobrança e/ou recebimento do pagamento das Contas de Energia, bem como na hipótese de abertura de novas contas correntes a serem utilizadas para o recebimento do produto do pagamento das Contas de Energia ("Novos Agentes").

O aditamento do Contrato de Penhor na forma prevista no item anterior deverá ocorrer sempre que (i) os Novos Agentes sejam responsáveis, isolada ou conjuntamente, pelo recebimento de, no mínimo, cinco por cento (5%) do total dos pagamentos das Contas de Energia no período de um mês; ou (ii) as novas contas correntes abertas recebam em depósito, isolada ou conjuntamente, no mínimo cinco por cento (5%) do total dos pagamentos das Contas de Energia no período de um mês.

Conta Caução

Os recursos oriundos do pagamento das Contas de Energia, recebidos pelos Agentes Arrecadadores, deverão ser transferidos ou depositados pela Cosern exclusivamente na Conta Caução até o dia útil seguinte à disponibilização dos recursos nas Contas Empenhadas. Todos os recursos existentes nas Contas Empenhadas deverão ser transferidos para a Conta Caução na forma acima. A Cosern deverá ainda fazer com que os recursos oriundos dos demais pagamentos das Contas de Energia sejam depositados direta e exclusivamente na Conta Caução.

No mesmo dia do depósito na Conta Caução, ressalvado na hipótese de vencimento antecipado das Debêntures ou do Contrato BNDES/FINEM, a Cosern transferirá os recursos creditados na Conta Caução às suas contas movimento. A Conta Caução não poderá ser movimentada através da emissão de cheques, sendo ainda vedado o fechamento da Conta Caução e das Contas Empenhadas sem autorização prévia do Agente Fiduciário e dos Agentes Financeiros.

A Emissora deverá fazer com que a totalidade dos recursos decorrentes de pagamentos das Contas de Energia sejam transferidos e/ou depositados na Conta Caução, sendo vedado à Emissora indicar outras contas correntes para o depósito do produto do recebimento das Contas de Energia ou, de qualquer outra maneira, alterar o direcionamento dos pagamentos em desacordo com o Contrato de Penhor.

Pelo Contrato de Penhor, a Emissora se obriga a depositar ou fazer com que sejam depositados na Conta Caução a totalidade dos recursos arrecadados com o pagamento de todas as contas de fornecimento de energia devidas pelos seus consumidores.

Excussão Extrajudicial dos Recursos na Conta Caução

No caso de declaração de vencimento antecipado e/ou atraso no pagamento de qualquer obrigação pecuniária das Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM, o Agente Fiduciário e o Unibanco, na qualidade de líder dos Agentes Financeiros, poderão, conjuntamente, proceder à excussão extrajudicial dos Bens Empenhados, devendo aplicar os valores depositados na Conta Caução na amortização total do valor principal das Debêntures e no pagamento de quaisquer juros e encargos devidos aos Debenturistas, bem como no pagamento da dívida objeto do Contrato BNDES/FINEM.

Na hipótese do item anterior, o Agente Fiduciário e/ou o Unibanco deverão imediatamente notificar por escrito o Banco do Brasil para que este não proceda a qualquer débito ou transferência de recursos da Conta Caução até que se satisfaça o pagamento de todas as obrigações da Emissora sob a Escritura e/ou Contrato BNDES/FINEM, observado o disposto abaixo.

O bloqueio dos recursos da Conta Caução será diário e estará limitado, diariamente, ao valor calculado da seguinte forma:

$$VBD = 0{,}365 \times VDC$$

onde,

"VBD" corresponde ao valor depositado na Conta Caução que deverá ser bloqueado diariamente pelo Banco do Brasil; e

"VDC" corresponde ao valor depositado na Conta Caução diariamente.

O valor de bloqueio de recursos referido acima será limitado, mensalmente, a trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) da Receita Operacional Líquida da Cosern do mês anterior à data do bloqueio da Conta Caução.

Enquanto permanecer em vigor o Contrato BNDES/FINEM, os debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, terão direito à utilização de parcela do VBD, calculada da seguinte forma:

$$VDUAF = VBD - (VBD \times VDG)$$

onde,

"VDUAF" corresponde à parcela do VBD disponível para utilização pelo Agente Fiduciário; e

"VDG" corresponde à proporção da dívida objeto do Contrato BNDES/FINEM em relação ao saldo devedor das Debêntures, na data de solicitação do bloqueio, calculada da seguinte forma:

$$VDG = \frac{VDBNDES}{VDDEB + VDBNDES}$$

onde,

"VDBNDES" corresponde ao saldo devedor da Emissora sob o Contrato BNDES/FINEM no mês anterior à data de solicitação do bloqueio, conforme planilha a ser enviada pelo Unibanco ao Banco do Brasil; e

"VDDEB" corresponde ao saldo devedor da Emissora sob a emissão das Debêntures, no mês anterior à data de solicitação do bloqueio, conforme planilha a ser enviada pelo Agente Fiduciário ao Banco do Brasil.

Na hipótese de declaração de vencimento antecipado e/ou atraso do pagamento de qualquer obrigação pecuniária das Debêntures e da renúncia dos Agentes Financeiros à declaração automática de vencimento antecipado das obrigações da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM, conforme previsto na cláusula décima primeira do Contrato BNDES/FINEM, o Agente Fiduciário terá direito a utilizar toda a parcela do VBD, exceto se, no futuro, seja declarado o vencimento antecipado do Contrato BNDES/FINEM.

Na hipótese de declaração de vencimento antecipado e/ou atraso no pagaemnto de qualquer obrigação pecuniária do Contrato BNDES/FINEM sem que ocorra o vencimento antecipado das Debêntures nos termos da Escritura de Debêntures, o Unibanco terá direito de utilizar toda a parcela do VBD, exceto se, no futuro, seja declarado o vencimento antecipado das Debêntures.

Até a liquidação integral das Debêntures, os Agentes Financeiros, representados pelo Unibanco, terão direito à utilização de parcela da Conta Caução correspondente à subtração do VBD pelo VDUAF ("VDUUBB").

Para fins de controle do VDDEB e do VDBNDES, o Agente Fiduciário e o Unibanco deverão encaminhar ao Banco do Brasil, com cópia para a outra parte, no 1º dia útil de cada mês, a partir da data de assinatura do Contrato de Penhor, planilha com o saldo devedor atualizado, respectivamente, das Debêntures e do Contrato BNDES/FINEM, discriminando as parcelas correspondentes a principal e juros de cada dívida.

Na hipótese de bloqueio da Conta Caução, o Banco do Brasil deverá transferir diariamente o VDUAF para a conta corrente mantida no banco mandatário das Debêntures ("Conta no Banco Mandatário"), para que este aplique os recursos assim depositados na quitação dos valores devidos sob a Escritura das Debêntures, conforme instruções do Agente Fiduciário.

Na hipótese do item anterior, o Banco do Brasil também deverá transferir diariamente o VDUUBB para a conta corrente utilizada exclusivamente para o pagamento das obrigações da Cosern com os Agentes Financeiros sob o Contrato BNDES/FINEM ("Conta BNDES").

Na hipótese de, em determinado mês, os valores bloqueados aos Credores na Conta Caução serem inferiores a 36,5% da Receita Operacional Líquida, o Agente Fiduciário e/ou o Unibanco deverá(ão) notificar as Instituições Financeiras, Agentes Arrecadadores e/ou Consumidores para que transfiram e/ou depositem os recursos oriundos do pagamento dos Créditos, ou para que efetuem os pagamentos dos Créditos, conforme o caso, diretamente para e/ou na conta corrente nº 202.100-5, agência nº 0022-1 (Agência Natal - RN), no Banco do Brasil, de titularidade do Agente Fiduciário ("Conta Compartilhada"). Para os fins do disposto neste parágrafo, o Agente Fiduciário atuará na qualidade de representante dos Debenturistas e também na qualidade de mandatário dos Agentes Financeiros, neste último caso atuando unicamente como agente cobrador e depositário dos recursos aqui referidos.

Para fins do disposto acima, é facultado aos Agentes Financeiros em conjunto com os Debenturistas, a qualquer tempo, proceder à revogação do mandato outorgado ao Agente Fiduciário previsto acima. Qualquer deliberação nesse sentido deverá ser tomada pela maioria dos Agentes Financeiros e reputar-se-á eficaz mediante comunicação ao Agente Fiduciário (i) da revogação do mandato; e/ou (ii) da nomeação de outro mandatário.

Movimentação da Conta Compartilhada

A Conta Compartilhada não será movimentável pelos Agentes Financeiros nem pelo Agente Fiduciário e não poderá ser utilizada para qualquer outra finalidade exceto a disposta no Contrato de Penhor. Os recursos depositados e/ou transferidos na e/ou para a Conta Compartilhada deverão ser transferidos pelo Banco Brasil no dia útil seguinte ao respectivo depósito e/ou transferência na e/ou para a Conta no Banco Mandatário e a Conta BNDES.

Enquanto permanecer em vigor o Contrato BNDES/FINEM, o valor a ser transferido pelo Banco do Brasil para a Conta no Banco Mandatário, na forma do item anterior, deverá ser calculado da seguinte forma:

$$VDBM = VDCC – (VDCC \times VDG)$$

onde,

"VDBM" corresponde ao valor a ser depositado na Conta no Banco Mandatário; e

"VDCC" corresponde ao valor depositado na Conta Compartilhada no dia útil anterior.

Até a liquidação integral das Debêntures, o valor a ser transferido pelo Banco do Brasil para a Conta BNDES na forma acima deverá ser calculado da seguinte forma:

$$VDCV = VDCC – VDBM$$

onde,

"VDCV" corresponde ao valor a ser depositado na Conta BNDES.

Excussão Judicial dos Bens Empenhados

Nenhum dos credores da Emissora (no caso dos debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário) poderá excutir judicial ou extrajudicialmente os Bens Empenhados sem a prévia e expressa anuência dos demais credores. O penhor apenas poderá ser excutido judicialmente em conjunto com todos os demais credores, exceto na hipótese de algum dos credores não desejar proceder à referida execução ou renunciar à declaração automática de vencimento antecipado nos termos do Contrato BNDES/FINEM.

Na hipótese de declaração de vencimento antecipado das Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM, os credores poderão optar por excutir judicialmente o penhor.

Na hipótese do item anterior, a parte que optar pela excussão judicial do penhor deverá notificar por escrito os demais credores da sua pretensão, que terão o prazo de 2 dias úteis do recebimento da notificação para manifestar eventual renúncia à excussão judicial do penhor, presumindo-se, no silêncio da outra parte, a intenção desta em proceder à referida execução.

A excussão judicial do penhor estará limitada, mensalmente, à 36,5% da Receita Operacional Líquida da Emissora no mês anterior. Do produto da execução dos Bens Empenhados, o Agente Fiduciário, representando os debenturistas, terá direito à seguinte parcela:

VDAF = VPE - (VPE X VDG)

onde,

"VDAF" corresponde à parcela do produto da execução dos Bens Empenhados devida ao Agente Fiduciário; e

"VPE" corresponde ao valor obtido com a execução judicial dos Bens Empenhados.

Os Agentes Financeiros terão direito à parcela do produto da execução judicial dos Bens Empenhados correspondente à diferença entre VPE e VDAF.

Na hipótese de renúncia de qualquer dos credores à excussão judicial do penhor, os demais credores apenas terão direito a excutir judicialmente os Bens Empenhados na proporção das respectivas dívidas garantidas.

Data de Emissão

Para todos os efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será 1º de junho de 2004.

Prazo e Data de Vencimento

O prazo das Debêntures será de 4 (quatro) anos, contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 1º de junho de 2008 ("Data de Vencimento"), ocasião em que a Emissora se obriga a proceder ao pagamento das Debêntures que ainda estejam em circulação pelo seu valor nominal acrescido da respectiva remuneração, calculada conforme os termos da Escritura.

Preço de Subscrição e Forma de Integralização

O preço de subscrição das Debêntures será o seu valor nominal unitário, acrescido da respectiva remuneração, calculada *pro rata temporis,* desde a Data de Emissão até a data da efetiva subscrição.

As Debêntures serão integralizadas à vista, em moeda corrente nacional, no ato da subscrição.

Atualização do Valor Nominal

Não haverá atualização do valor nominal das Debêntures.

Remuneração

As Debêntures renderão juros correspondentes à variação acumulada de 100% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, over Extra-Grupo ("Taxas DI"), expressas na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis, calculadas e divulgadas pela CETIP no Informativo Diário, disponível em sua página na internet (http://www.cetip.com.br) e no jornal "Gazeta Mercantil", edição nacional, ou na falta deste, em outro jornal de grande circulação, capitalizada de um *spread* ou sobretaxa de 2,5% ao ano, base 252 dias úteis, incidentes sobre o valor nominal da Debênture, *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização, conforme definido abaixo ("Juros Remuneratórios").

Os Juros Remuneratórios serão pagos trimestralmente, a partir da Data de Emissão até a Data de Vencimento das Debêntures, observados os termos da Escritura.

Define-se:

i) "Período de Vigência de Juros": espaço de tempo que se inicia na Data de Emissão e se encerra na Data de Vencimento ou, se for o caso, na Data de Repactuação, conforme abaixo definida;

ii) "Período de Capitalização": intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data prevista para o pagamento dos Juros Remuneratórios imediatamente anterior, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data prevista do pagamento de Juros Remuneratórios correspondentes ao período. Cada Período de Capitalização sucede o anterior sem solução de continuidade. Os Juros Remuneratórios correspondentes aos Períodos de Capitalização serão devidos trimestralmente, sendo o primeiro vencimento em 1º de setembro de 2004 e o último em 1º de junho de 2008;

iii) Subperíodo de Capitalização - prazos definidos de acordo com as Taxas DI apuradas, sendo que:

a) o primeiro Subperíodo de Capitalização inicia-se na Data de Emissão e termina no prazo definido pela Taxa DI apurada naquela data;

b) os Subperíodos de Capitalização seguintes são definidos apurando-se a Taxa DI no vencimento do subperíodo anterior, entendendo-se como o novo subperíodo em vigor o prazo desta taxa, sendo que o último Subperíodo de Capitalização terá seu vencimento na mesma data de vencimento do Período de Capitalização; e

c) as taxas dos subperíodos são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis* por dias úteis para a Taxa DI e para o *spread*, se necessário, até a data do efetivo pagamento dos Juros Remuneratórios, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização.

Os Juros Remuneratórios deverão ser calculados de acordo com a seguinte fórmula:

$$J = VNe \times \left(FatorJuros - 1\right), \text{ onde:}$$

"J" corresponde ao valor unitário dos juros flutuantes, acrescido de "spread", acumulado no período, calculado com 6 casas decimais, sem arredondamento.

"VNe" corresponde ao valor nominal de emissão da Debênture no início do Período de Capitalização, informado/calculado com 6 casas decimais, sem arredondamento.

"Fator Juros" corresponde ao fator de juros compostos pelo parâmetro de flutuação acrescido de *spread*, calculado com 9 casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$FatorJuros = \left(FatorDI \times FatorSpread\right), \text{ onde:}$$

"Fator DI" corresponde ao produtório das Taxas DI com uso de percentual aplicado, da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$\text{Fator DI} = \prod_{k=1}^{nDI}\left(1 + TDI_k \times \frac{p}{100}\right), \text{ onde}$$

"nDI" corresponde ao número total de Taxas DI consideradas na atualização do ativo, sendo "n" um número inteiro.

"p" corresponde ao percentual aplicado sobre a Taxa DI, informado com 2 casas decimais, igual a 100,00.

"TDI_k" corresponde à Taxa DI, expressa ao dia, calculada com 8 casas decimais, com arredondamento, da seguinte forma:

$$TDI_k = \left(\frac{DI_k}{100} + 1\right)^{\frac{1}{252}} - 1, \text{ onde:}$$

"DI_k" corresponde à Taxa DI divulgada pela CETIP, válida por 1 dia útil (*overnight*), utilizada com 2 casas decimais.

"Fator Spread" corresponde à sobretaxa de juros fixo acrescida ao rendimento de uma Debênture referenciada em taxas flutuantes, quando não fizer uso de percentual aplicado, calculado com 9 casas decimais, com arredondamento.

$$\text{Fator Spread} = \left\{ \left[\left(\frac{\text{spread}}{100} + 1 \right)^{\frac{n}{252}} \right]^{\frac{DP}{DT}} \right\}, \text{ onde}$$

"spread" corresponde ao *spread* ou sobretaxa, na forma percentual ao ano, informado com 4 casas decimais;

"n" corresponde ao o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;

"DT" corresponde ao o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo "DT" um número inteiro;

"DP" corresponde ao número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pelo órgão responsável pelo seu cálculo.

No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do Fator Multiplicador e *spread*, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da Emissora quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI relativa à data de encerramento do último Subperíodo de Capitalização.

Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o Agente Fiduciário deverá convocar, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a contar da data em que foi verificada a ausência de apuração e/ou divulgação, extinção ou de impossibilidade legal de aplicação da Taxa DI**,** assembléia geral de debenturistas para definir, de comum acordo com a Emissora, o parâmetro a ser aplicado. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas na escritura, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida na data de encerramento do último Subperíodo de Capitalização, acrescida do *spread*, até a data da deliberação da assembléia geral de debenturistas. Caso não haja**,** entre a Emissora e os debenturistas representando, no mínimo, 85% (oitenta e cinco por cento) do total das Debêntures em circulação (ainda que em decorrência da falta de quorum para deliberar sobre a matéria), acordo sobre o novo parâmetro de remuneração, a Emissora deverá resgatar a totalidade das Debêntures em circulação, no prazo de até dez (10) dias contados da data de realização da referida assembléia geral de debenturistas, pelo saldo do valor nominal acrescido dos Juros Remuneratórios devidos, calculados *pro rata temporis*, desde a data do último pagamento de Juros Remuneratórios até o dia do efetivo resgate das Debêntures. A Taxa DI que deverá ser utilizada para o resgate das Debêntures será a última divulgada antes de sua extinção ou impedimento legal de utilização.

Amortização Programada

O valor nominal das Debêntures será amortizado em 11 (onze) parcelas trimestrais e consecutivas, vincendas no primeiro dia de cada trimestre, a partir do 18º (décimo oitavo) mês contado da Data de Emissão, inclusive, sendo o primeiro pagamento devido em 1º de dezembro de 2005. A amortização do valor nominal das Debêntures deverá observar o seguinte:

Ano a partir da data de emissão	**Nº de parcelas de amortização**	**% do principal a ser amortizado**	**Valor a ser amortizado (R$ mil)**
2º	3	17%	R$20.400,00
3º	4	33%	R$39.600,00
4º	4	50%	R$60.000,00

As datas de pagamento das parcelas referentes à amortização das Debêntures encontram-se discriminadas na tabela abaixo:

Nº da parcela de amortização	**Data de pagamento**	**% do principal a ser amortizado**
1ª	1.12.05	5,66%
2ª	1.3.06	5,67%
3ª	1.6.06	5,67%
4ª	1.9.06	8,25%
5ª	1.12.06	8,25%
6ª	1.3.07	8,25%
7ª	1.6.07	8,25%
8ª	1.9.07	12,5%
9ª	1.12.07	12,5%
10ª	1.3.08	12,5%
11ª	1.6.08	12,5%

Encargos Moratórios

Ocorrendo impontualidade no pagamento de quaisquer obrigações pecuniárias relativas às Debêntures, os débitos vencidos e não pagos serão acrescidos de juros de mora de 2% (dois por cento) ao mês, calculado *pro rata temporis*, desde a data de inadimplemento até a data do efetivo pagamento, bem como de multa não compensatória de 2% (dois por cento) sobre o valor devido, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial.

Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão automaticamente prorrogadas as datas de pagamento de qualquer obrigação por quaisquer das partes, até o primeiro dia útil subseqüente, se a data de vencimento da respectiva obrigação coincidir com dia em que não houver expediente comercial ou bancário na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo ou e na Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, sem qualquer acréscimo aos valores a serem pagos, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados através da CETIP, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com sábado, domingo ou feriado nacional.

Poder Liberatório

Na hipótese de não pagamento pela Emissora de qualquer valor devido com relação à presente Emissão, os debenturistas poderão utilizar as respectivas Debêntures para pagamento de contas de fornecimento de energia elétrica, acrescidas dos encargos de mora quando aplicáveis, faturadas pela Emissora ("Contas de Fornecimento") contra os mesmos, se for o caso, mediante dação em pagamento ("Poder Liberatório").

Para exercer o Poder Liberatório, o debenturista deverá encaminhar ao Banco Mandatário: (i) documento de identificação, (ii) Contas de Fornecimento e (iii) solicitação da efetivação da dação em pagamento, indicando quantas Debêntures serão objeto da mesma.

O Banco Mandatário, por sua vez, terá o prazo de 3 dias, contados da solicitação do debenturista, para (i) identificá-lo junto ao Banco Depositário, (ii) verificar e apurar o valor das Debêntures a serem oferecidas como dação em pagamento, (iii) verificar a existência de qualquer atraso no pagamento das Debêntures; (iv) apurar o valor das Contas de Fornecimento e (iv) cancelar as Debêntures objeto do exercício do Poder Liberatório.

O Banco Mandatário deverá encaminhar a documentação referida no item anterior à Emissora, com cópia para o Agente Fiduciário. A Emissora terá o prazo de 3 dias úteis, a contar da data de recebimento da documentação, para conferir recibo de quitação do pagamento das Contas de Fornecimento ao debenturista, com cópia para o Agente Fiduciário.

O valor das Debêntures para as finalidades aqui previstas será o seu valor nominal unitário, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a data do efetivo pagamento, acrescido dos encargos moratórios previstos acima.

Não Comparecimento dos Debenturistas

O não comparecimento do debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da Emissora nas datas previstas na Escritura, neste prospecto desta Emissão ou em comunicado publicado pela Emissora, se for o caso, não lhe dará direito ao recebimento de remuneração e/ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, sendo-lhe, todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

Repactuação

Para fins do presente item, fica desde já definido o dia 1º de junho de 2006 como a Data de Repactuação.

Caso a Emissora não obtenha, em até 30 (trinta) dias antes da Data de Repactuação, crédito de valor igual ou superior a R$60.000.000,00 (sessenta milhões de reais) junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, através do Programa de Apoio à Capitalização de Empresas de Distribuidoras de Energia Elétrica ("Crédito BNDES"), a Emissora deverá encaminhar carta assinada por seus representantes legais ao Agente Fiduciário informando o referido fato, bem como observar o disposto abaixo.

Na hipótese de a Emissora ter obtido o Crédito BNDES, fica desde já determinado que não haverá repactuação, permanecendo vigentes os termos e condições das Debêntures, conforme estabelecido na Escritura. A Emissora deverá comunicar imediatamente o Agente Fiduciário, encaminhando cópia autenticada do respectivo contrato e de extrato bancário da conta corrente em que forem depositados os respectivos recursos, bem como deverá publicar "Aviso aos Debenturistas" informando a obtenção do crédito, no dia útil imediatamente posterior a sua obtenção. Neste caso, não será aplicável o disposto nos parágrafos abaixo.

Até 15 (quinze) dias antes da Data de Repactuação, a Emissora deverá deliberar, por meio de Assembléia Geral Extraordinária ou Reunião do Conselho de Administração, caso sejam delegados poderes a este, sobre as novas condições das Debêntures, as quais deverão ser imediata e amplamente divulgadas na forma do item 4.9 da Escritura.

Caso os debenturistas não concordem com as novas condições das Debêntures ou caso tais condições não sejam divulgadas pela Emissora em consonância com o disposto na Escritura, deverão, em até 5 (cinco) dias anteriores à Data de Repactuação, manifestar, através da Instituição Depositária, no SND e/ou BovespaFix, ou na sede da Emissora, no caso de Debêntures que não estejam depositadas no SND ou Bovespafix, sua opção de exercer o direito de venda de suas Debêntures para a Emissora.

A Emissora se obriga a adquirir, na Data de Repactuação, a totalidade das Debêntures cujos titulares não aceitem as novas condições das mesmas. As Debêntures serão adquiridas pelo seu valor nominal, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a Data de Repactuação.

As Debêntures adquiridas pela Emissora da forma prevista no parágrafo anterior poderão ser (i) canceladas; (ii) mantidas em tesouraria; ou (ii) recolocadas no mercado.

Recompra Obrigatória

Na hipótese da liberação do Crédito BNDES, os debenturistas terão prazo de até 15 (quinze) dias contados da data da publicação de "Aviso aos Debenturistas" previsto acima, sem prejuízo do envio da comunicação ao Agente Fiduciário conforme acima referido, para solicitar a recompra de suas Debêntures pela Emissora, mediante envio de comunicação à Instituição Depositária, com cópia para a CETIP e/ou CBLC, o Agente Fiduciário e a Emissora.

As Debêntures cujos titulares tenham solicitado a recompra na forma do item anterior serão obrigatoriamente recompradas em valor correspondente a no mínimo 60% (sessenta por cento) do valor total do Crédito BNDES, valor este que deverá ser distribuído proporcionalmente entre os debenturistas que tenham solicitado a recompra.

Adicionalmente, somente será recomprado na forma deste item no máximo 50% (cinquenta por cento) das Debêntures detidas por cada debenturista que tenha solicitado a recompra.

Recompra Facultativa

Não obstante o disposto no item anterior, será estendido à Emissora, em caso de liberação do Crédito BNDES, o direito de recomprar as Debêntures, ainda que não solicitado pelos debenturistas, em valor limitado a no mínimo 60% (sessenta por cento) do Crédito BNDES, valor este que deverá ser distribuído proporcionalmente entre os debenturistas. Adicionalmente, não poderá ser recomprada quantidade de Debêntures superior a 50% (cinquenta por cento) da quantidade de Debêntures detida por cada debenturista.

Na hipótese prevista no parágrafo acima, não será devido pela Emissora qualquer prêmio pela recompra das Debêntures.

A Emissora terá o prazo de até 16 (dezesseis) dias da data da publicação de que trata o item "Repactuação" acima para publicar "Aviso aos Debenturistas" comunicando o exercício do direito de recompra e a forma de pagamento, que deverá ocorrer, no máximo, em até 14 (quatorze) dias da data da publicação do referido "Aviso aos Debenturistas".

Para fins do disposto neste item, o valor das Debêntures a serem recompradas deverá ser calculado com base no respectivo valor nominal, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a data do efetivo pagamento da recompra.

As Debêntures recompradas pela Emissora da forma prevista nos parágrafos anteriores poderão ser (i) canceladas; (ii) mantidas em tesouraria; ou (ii) recolocadas no mercado.

Resgate Antecipado Facultativo

A partir do 12º (décimo segundo) mês a contar da Data de Emissão, inclusive, e a cada trimestre encerrado subseqüente, a Emissora poderá resgatar antecipadamente as Debêntures em circulação, mediante deliberação da Assembléia Geral Extraordinária da Emissora e publicação de "Aviso aos Debenturistas" informando a data e o procedimento de resgate.

O resgate antecipado poderá ser total ou parcial, pelo valor nominal unitário da Debênture, na Data de Emissão, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a data do pagamento das Debêntures resgatadas, e de prêmio equivalente a 0,5% (cinco décimos por cento) sobre o saldo a ser resgatado.

Na hipótese de deliberação de resgate antecipado parcial, adotar-se-á o critério de sorteio, a ser realizado na presença do Agente Fiduciário e com divulgação pela imprensa, na forma prevista no item "Cronograma das Etapas da Oferta" abaixo, inclusive no que concerne às regras do sorteio.

As Debêntures resgatadas nos termos aqui previstos deverão ser canceladas pela Emissora.

Vencimento Antecipado

O Agente Fiduciário, independentemente de aviso, interpelação ou notificação extrajudicial, deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações constantes da escritura e exigir imediatamente da Emissora o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas, em qualquer das seguintes hipóteses:

i) liquidação ou decretação de falência da Emissora e/ou de seus controladores, diretos ou indiretos;

ii) não pagamento do principal, da remuneração ou de quaisquer outros valores devidos aos debenturistas nas datas previstas na Escritura;

iii) protesto legítimo de títulos contra a Emissora cujo valor agregado não pago ultrapasse R$10.000.000,00 (dez milhões de reais), salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiros, desde que validamente comprovado pela Emissora, se for cancelado ou ainda se forem prestadas garantias em juízo, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 30 (trinta) dias corridos de sua ocorrência;

iv) vencimento antecipado de qualquer obrigação da Emissora de valor igual ou superior a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou o equivalente em outras moedas;

v) inadimplemento de qualquer obrigação da Emissora de valor igual ou superior a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou o equivalente em outras moedas, desde que não sanado no prazo de 30 (trinta) dias;

vi) falta de cumprimento pela Emissora de toda e qualquer obrigação prevista na Escritura, desde que não sanado em 15 (quinze) dias da sua ocorrência;

vii) perda pela Emissora, a qualquer tempo, da concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica;

viii) descumprimento pela Emissora de quaisquer obrigações sob o "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" não sanado em 5 (cinco) dias úteis da sua ocorrência; e

ix) não instalação da assembléia geral de debenturistas na forma prevista no item 5.4.2 da Escritura para deliberação da declaração de vencimento antecipado das Debêntures.

Na ocorrência das hipóteses previstas acima, o Agente Fiduciário, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis, contados da data em que este tomar conhecimento de sua ocorrência, declarará as Debêntures vencidas antecipadamente, mediante envio de carta protocolada na sede da Emissora, com cópia para CETIP, CBLC e ao Banco Depositário.

O Agente Fiduciário deverá convocar imediatamente assembléia geral de debenturistas, a se realizar no prazo de 15 (quinze) dias da data de convocação, para deliberar a declaração de vencimento antecipado de todas as obrigações constantes da escritura e exigir da Emissora o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas, em qualquer das seguintes hipóteses:

i) caso Iberdrola S.A., Banco do Brasil S.A. e/ou PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil deixem de controlar, direta ou indiretamente, a Emissora;

ii) pedido de falência e/ou concordata preventiva formulado pela Emissora e/ou pelos seus controladores;

iii) descumprimento dos *covenants* financeiros descritos na cláusula 6 da Escritura (veja o item "*Covenants* Financeiros" abaixo);

iv) em caso de deliberação, pela Emissora, de sua cisão, fusão ou incorporação, observando-se o disposto no artigo 231 da Lei nº 6.404/76;

v) não comunicação ao Agente Fiduciário ou não publicação de "Aviso aos Debenturistas" informando a liberação do Crédito BNDES dentro dos prazos previstos na Escritura;

vi) não deliberação ou divulgação das condições de repactuação das Debêntures nas datas e condições previstas na Escritura;

vii) mudança adversa no estado econômico-financeiro da Emissora ou nas perspectivas de negócio da Emissora que prejudique a capacidade de pagamento das obrigações assumidas na Escritura;

viii) alteração do objeto social da Emissora;

ix) ocorrência de pagamento de dividendos, ressalvado o disposto no artigo 202 da Lei nº 6.404/76, ou, por qualquer forma, distribuição de todo ou parte de seu resultado, mesmo para pagamento de debêntures com participação nos lucros, se estiver em mora em relação ao pagamento de quaisquer valores devidos aos debenturistas, relativos às Debêntures objeto desta Emissão, cessando tal proibição tão logo seja purgada a mora;

x) praticar quaisquer atos em desacordo com seu Estatuto Social e a Escritura, bem como aqueles que possam, direta ou indiretamente, comprometer o pontual e integral cumprimento das obrigações assumidas na Escritura;

xi) rescisão, anulação ou declaração de nulidade, no todo ou em parte, do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças", ou decisão judicial ou administrativa que de qualquer forma possa afetar a execução das garantias previstas no referido instrumento; e

xii) demais hipóteses previstas em lei.

Na ocorrência de qualquer das hipóteses previstas acima, as Debêntures serão declaradas antecipadamente vencidas, exceto se diversamente deliberado por 85% (oitenta e cinco por cento) dos debenturistas cujas Debêntures estejam em circulação, conforme definido na cláusula 9 da Escritura. Uma vez declaradas vencidas as Debêntures, o Agente Fiduciário deverá enviar carta protocolada na sede da Emissora, com cópia para CETIP, CBLC e ao Banco Depositário, comunicando o fato.

Declarado o vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora deverá efetuar o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas em até 30 (trinta) dias corridos, contados do protocolo das cartas mencionadas acima.

Caso a Emissora não proceda ao pagamento das Debêntures na forma estipulada acima, além dos Juros Remuneratórios devidos, serão acrescidos ao valor nominal das Debêntures os encargos moratórios, incidentes desde a data de vencimento antecipado das Debêntures até a data de seu efetivo pagamento.

"Covenants" Financeiros

Sem prejuízo do disposto na Escritura, o Agente Fiduciário deverá convocar imediatamente assembléia geral de debenturistas para deliberar a declaração de vencimento antecipado de todas as obrigações constantes da Escritura e exigir da Emissora o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas, na hipótese de a Emissora não observar os seguintes *covenants* financeiros:

i) manutenção, até a final liquidação de todas as obrigações contidas na escritura, da seguinte razão entre "Dívida Líquida" e "EBITDA":

Dívida Líquida / EBITDA	
Ano	**Múltiplo**
2004	≤ 3,5x
2005 em diante	≤ 3,0x

ii) manutenção, até a final liquidação de todas as obrigações contidas na Escritura, da razão entre "EBITDA" e "Resultado Financeiro" maior ou igual a 2,5 (dois inteiros e cinco décimos), considerado em termos absolutos (em módulo) na hipótese de o "Resultado Financeiro" ser negativo. Na hipótese de o "Resultado Financeiro" ser positivo, o referido compromisso financeiro considerar-se-á atendido.

Para fins do disposto no parágrafo acima, entende-se como:

i) "Dívida Líquida", o endividamento oneroso total menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras;

ii) "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação ao longo dos últimos 12 meses, ao qual deverá ser adicionado, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, a parcela da amortização da recomposição tarifária do racionamento; e

iii) "Resultado Financeiro", a diferença entre Receitas Financeiras e Despesas Financeiras ao longos dos últimos 12 meses, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros acima, os juros sobre capital próprio.

Todas as menções à Emissora nesse item referem-se às suas demonstrações financeiras consolidadas. Se alguma empresa passar a ser controlada pela Emissora, essa também será parte do conceito de consolidação e obrigação aqui disposto.

A Emissora deverá encaminhar ao Agente Fiduciário, na data de divulgação de suas demonstrações financeiras trimestrais, demonstrativos comprobatórios do enquadramento aos *covenants* financeiros previstos neste item referentes ao período dos 12 meses anteriores à data do demonstrativo.

Local de Pagamento

Os pagamentos a que fazem jus as Debêntures serão efetuados: (i) utilizando-se os procedimentos adotados pelo SND, para as Debêntures registradas para negociação neste sistema; (ii) em conformidade com os procedimentos adotados pela CBLC, para as Debêntures registradas junto ao BovespaFix; ou (iii), na hipótese de os debenturistas não estarem vinculados ao SND ou ao BovespaFix, (a) na sede da Emissora; ou, conforme o caso, (b) na sede do Banco Mandatário, situada na Cidade de Deus, s/nº, Vila Yara, Prédio Amarelo, 2º andar, Osasco (Departamento de Ações e Custódia).

Assembléia de Debenturistas

Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembléia a fim de deliberar sobre matéria de interesse da comunhão dos debenturistas.

A assembléia geral de debenturistas pode ser convocada (i) pelo Agente Fiduciário; (ii) pela Emissora; (iii) por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação; ou (iv) pela CVM.

A assembléia geral de debenturistas se instalará, em primeira convocação, com a presença de debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em circulação e, em segunda convocação, com qualquer número de debenturistas.

Serão excluídas do quorum de instalação e deliberação as Debêntures que se encontrarem em tesouraria da Emissora, ou de titularidade de suas coligadas ou controladas, bem como de respectivos diretores, conselheiros e acionistas controladores. Fica definido que o total de Debêntures assim calculado como sendo as Debêntures em circulação.

Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora nas assembléias dos debenturistas.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à assembléia e prestar aos debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da assembléia caberá ao debenturista eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM.

Nas deliberações da assembléia, a cada Debênture caberá um voto. As deliberações serão tomadas pela maioria dos presentes, exceto quando de outra forma prevista na Escritura e nas seguintes hipóteses:

i) alteração de prazos, cronograma de amortização, da remuneração das Debêntures, quoruns ou da garantia prevista na Escritura, cuja deliberação dependerá da aprovação de 100% (cem por cento) das Debêntures em circulação; e

ii) modificação das demais condições das Debêntures, cuja deliberação dependerá da aprovação de, no mínimo, 85% (oitenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação.

Instituição Intermediária Líder

A Instituição Intermediária Líder desta Emissão é o Banco Santander Brasil S.A.

Demais Instituições Intermediárias

A presente Emissão será também intermediada pelo Banco Bradesco S.A., Banco Itaú BBA S.A. e BB Banco de Investimento S.A.

Banco Escriturador das Debêntures

O Banco Escriturador das Debêntures desta Emissão é o Banco Bradesco S.A..

Banco Mandatário

O Banco Mandatário desta Emissão é o Banco Bradesco S.A..

Agente Fiduciário

O agente fiduciário é a Planner Corretora de Valores S.A., sociedade com sede na Avenida Paulista, 2.439, 11º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Autorização

A presente Emissão de Debêntures é celebrada com base em deliberação da Assembléia Geral Extraordinária realizada em 5 de maio de 2004, nos termos do artigo 59 da Lei 6.404/76, com redação conferida pela Lei nº 10.303/01, devidamente convocada conforme edital publicado no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e no jornal "Valor Econômico", em 5 de maio de 2004, por proposta do Conselho de Administração da Emissora, em reunião realizada em 1º de março de 2004. As atas das referidas Assembléia Geral Extraordinária e reunião do Conselho de Administração foram arquivadas na JUCERN, respectivamente, em 11 de maio de 2004 e 8 de março de 2004 e publicadas no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e, respectivamente, no jornal "Valor Econômico" e no jornal "Gazeta Mercantil", em 13 de maio de 2004 e 19 de março de 2004, respectivamente.

Condição para Realização da Emissão

Conforme deliberado pela Assembléia Geral Extraordinária da Emissora de 5 de maio de 2004, a realização da presente Emissão era condicionada à sua aprovação, inclusive da garantia real acima descrita, pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em 23 de junho de 2004, a ANEEL, através do Ofício nº 1014/2004-SFF/ANEEL autorizou a realização da presente Emissão, incluindo a constituição da garantia real (veja o Anexo IX deste Prospecto).

Cronograma das etapas da oferta

A colocação das Debêntures somente terá início após: (a) a obtenção do registro da Emissão na CVM; (b) a publicação do Anúncio de Início de Distribuição, que deverá ocorrer em até 90 (noventa) dias contados da data de concessão do referido registro pela CVM; e (c) a disponibilidade do prospecto definitivo para os investidores.

Os investidores terão o prazo de até 5 dias úteis após a publicação do Anúncio de Início de Distribuição para subscreverem as Debêntures, após o qual as Instituições Intermediárias deverão exercer a garantia firme sobre o respectivo lote de Debêntures.

As Debêntures subscritas pelas Instituições Intermediárias objeto de garantia firme poderão ser colocadas no mercado secundário de acordo com as condições previstas no item "Contrato de Distribuição" abaixo.

Todos os anúncios, atos e decisões decorrentes desta Emissão que, de qualquer forma, envolvam os interesses dos debenturistas, serão publicados no Diário Oficial do Rio Grande do Norte e no jornal "Valor Econômico", conforme estabelecido no artigo 289 da Lei nº 6.404/76, observados os prazos legais.

A presente Emissão poderá ter seus termos modificados, conforme previsto no item "Alteração das Circunstâncias, Revogação e Modificação da Emissão" abaixo. Tendo sido deferida a modificação, a CVM poderá, por sua própria iniciativa ou a requerimento da Emissora, prorrogar o prazo da oferta por até 90 dias.

A presente Emissão poderá ser suspensa ou cancelada pela CVM, a qualquer tempo, caso a mesma esteja se processando em condições diversas das constantes na legislação aplicável ou no registro concedido pela CVM ou caso seja considerada ilegal ou fraudulenta, ainda que obtido o respectivo registro. A Emissão poderá, ainda, ser cancelada em caso de rescisão do contrato de distribuição celebrado com as instituições intermediárias.

A Emissora deverá dar conhecimento da suspensão ou do cancelamento aos investidores que já tenham aceitado a oferta mediante publicação de aviso na forma prevista acima, facultando-lhes, na hipótese de suspensão, a possibilidade de revogar sua aceitação até o quinto dia útil posterior à referida publicação. A revogação deverá se dar mediante carta protocolada na sede da Emissora.

Terão direito à restituição integral dos valores dados em contrapartida às Debêntures subscritas, acrescidos da respectiva remuneração das Debêntures desde a data de subscrição até a data da efetiva restituição, (i) todos os investidores que já tenham aceitado a oferta, na hipótese de seu cancelamento; e (ii) os investidores que tenham revogado a sua aceitação, na hipótese de suspensão. Para a restituição referida acima, serão utilizados os procedimentos adotados pelo SND e/ou CBLC; ou, na hipótese de as Debêntures não estarem custodiadas junto ao SND e/ou CBLC, a restituição será feita na sede da Emissora; ou, conforme o caso, através de instituição financeira contratada para este fim.

Não haverá entrega de certificados de debêntures. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato da respectiva conta de depósito das Debêntures, aberta em nome de cada debenturista, emitido pela Instituição Depositária. Adicionalmente, serão expedidos (i) pelo SND, o "Relatório de Posição de Ativos", acompanhado de extrato, em nome do debenturista, emitido pela instituição financeira responsável pela custódia das Debêntures, quando depositadas no SND; e/ou (ii) pela CBLC, o extrato de custódia em nome do debenturista, quando as Debêntures forem depositadas na CBLC.

Destinatários da Oferta

A presente Emissão visará principalmente a investidores institucionais, tais como entidades abertas e fechadas de previdência privada, seguradoras e fundos de investimento, sendo garantido o tratamento justo e eqüitativo a todos os destinatários e aceitantes da oferta.

Declaração de inadequação do investimento

A presente emissão não se destina a investidores que não estejam capacitados a compreender e assumir os seus riscos.

Distribuição e Negociação

As Debêntures da presente Emissão serão registradas (a) para distribuição no mercado primário no SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP; e (b) para negociação no mercado secundário no (i) SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP, e (ii) no BovespaFix, que tem por agente de custódia e de liquidação a CBLC.

Distribuição Parcial

Tendo em vista que a totalidade das Debêntures será colocada pelas Instituições Intermediárias sob regime de garantia firme de subscrição, não haverá distribuição parcial das debêntures.

Alteração das circunstâncias, revogação e modificação da Emissão

A Emissora, a critério das Instituições Intermediárias, poderá solicitar modificação ou revogação da oferta perante a CVM na hipótese de alteração substancial, posterior e imprevisível nas circunstâncias de fato existentes quando da apresentação do pedido de registro da Emissão perante a CVM, ou que o fundamentem, acarretando aumento relevante dos riscos assumidos pela Emissora e inerentes à própria oferta.

É sempre permitida a modificação da oferta para melhorá-la em favor dos debenturistas ou para renúncia à condição da Emissão estabelecida pela Emissora.

A revogação torna ineficazes a oferta e os atos de aceitação anteriores ou posteriores, devendo ser restituídos integralmente aos aceitantes os valores, bens ou direitos dados em contrapartida às Debêntures ofertadas, na forma e condições previstas neste prospecto.

Os investidores que já tiverem aderido à oferta deverão ser comunicados diretamente a respeito da modificação efetuada, para que confirmem, no prazo de 5 (cinco) dias úteis do recebimento da comunicação, através de correspondência protocolada na sede da Emissora, o interesse em manter a aceitação da oferta, presumida a intenção de manutenção da mesma na hipótese de silêncio.

Na hipótese de o debenturista manifestar a intenção de revogar sua aceitação à presente Emissão, terá direito à restituição integral dos valores dados em contrapartida à aceitação da oferta, na forma e condições previstas neste prospecto.

Na hipótese do parágrafo acima, deverá ser elaborado aditivo à Escritura para consolidar as novas características e condições das Debêntures, sendo que a modificação dos termos da Emissão deverá ser divulgada ampla e imediatamente e as instituições intermediárias deverão se acautelar e se certificar, no momento do recebimento das aceitações da oferta, de que o manifestante está ciente de que a oferta original foi alterada e de que tem conhecimento das novas condições da Emissão.

Contrato de Distribuição das Debêntures

Principais Condições

Conforme o "Instrumento Particular de Colocação de 1.200 Debêntures Não Conversíveis em Ações, com Garantia Real, sob Regime de Garantia Firme de Subscrição, em Série Única, da 2ª Emissão Pública da COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte" ("Contrato de Distribuição"), as instituições intermediárias foram contratadas para efetuar a colocação pública da totalidade das Debêntures ofertadas.

Observadas as condições precedentes do Contrato de Distribuição e descritas abaixo, serão colocadas 1.200 (mil e duzentas) Debêntures sob o regime de garantia firme de subscrição não solidária entre as Instituições Intermediárias, totalizando R$120.000.000,00 (cento e vinte milhões de reais), na Data de Emissão. Os lotes de Debêntures a serem colocadas sob regime de garantia firme sob responsabilidade das Instituições Intermediárias estão dispostos no quadro abaixo:

Coordenador	Lote de Debêntures	Valor, na Data de Emissão
Santander	410	R$41.000.000,00
Itaú BBA	410	R$41.000.000,00
Bradesco	250	R$25.000.000,00
BB-BI	130	R$13.000.000,00
Total	**1.200**	**R$120.000.000,00**

Na hipótese de, nos termos do artigo 14, § 2º, da Instrução nº 400/03, da CVM, a quantidade de valores mobiliários a serem distribuídos, a critério da Emissora, ser aumentada até um montante que não exceda 240 (duzentas e quarenta) Debêntures ("Debêntures Adicionais"), as Instituições Intermediárias não estarão obrigadas a subscrevê-las.

Sem prejuízo do disposto acima, a Emissora e as Instituições Intermediárias poderão celebrar aditamento ao Contrato de Distribuição, mediante prévia autorização da CVM, prevendo novas condições de distribuição para as Debêntures Adicionais.

A colocação pública das Debêntures pelas Instituições Intermediárias, inclusive o exercício das garantias firmes prestadas conforme o quadro acima, é condicionado à satisfação, entre outros, dos seguintes requisitos, anteriormente à data de início da distribuição pública:

i) aprovação por parte da área jurídica e negocial das Instituições Intermediárias e/ou de seus assessores externos de toda documentação pertinente ao processo da Emissão;

ii) formalização e inscrição na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte - JUCERN da Escritura, em termos mutuamente aceitáveis à Emissora e às Instituições Intermediárias;

iii) formalização e/ou registro de toda a documentação necessária à emissão das Debêntures, além da Escritura, em forma e substância satisfatória às Instituições Intermediárias, ao Agente Fiduciário, aos consultores jurídicos e à CVM;

iv) não ocorrência de eventos de natureza política, conjuntural, econômica ou financeira (inclusive terrorismo e/ou guerra), no Brasil, ou em qualquer outro país que tenha influência adversa no mercado de capitais brasileiro, e que tornem desaconselhável a qualquer das partes do Contrato de Distribuição o cumprimento das obrigações assumidas com relação à emissão das Debêntures. Estão incluídas nestas categorias crises políticas, sociais, ou econômicas em mercados no geral, inclusive emergentes, ou qualquer mudança adversa substancial nas condições econômico-financeiras e resultados operacionais da Emissora. Comprovada a ocorrência de qualquer um dos eventos acima listados, as Instituições Intermediárias reservam-se o direito de recomendar à Emissora novas condições, prazos, e remuneração de acordo com os quais as Instituições Intermediárias teriam aprovação para continuar prestando suas respectivas garantias firmes;

v) obtenção, pela Emissora, de todas e quaisquer aprovações societárias necessárias à realização, efetivação, liquidação, boa ordem e transparência de todos e quaisquer dos negócios jurídicos descritos na Escritura e no Contrato de Distribuição;

vi) obtenção do registro da Emissão das Debêntures perante a CVM e obtenção de eventuais autorizações necessárias, inclusive de agências reguladoras, se for o caso, previstas em lei, para realização da Emissão;

vii) aprovação, por parte da ANEEL, da garantia real das Debêntures e da Emissão;

viii) cumprimento, pela Emissora, de quaisquer de suas obrigações previstas no Contrato de Distribuição e a não ocorrência de qualquer dos eventos de vencimento antecipado previstos na Escritura; e

ix) aprovação, por parte do BNDES, da celebração de aditamento ao Contrato BNDES/FINEM ("Autorização do BNDES"), prevendo o compartilhamento e a constituição de garantia real em favor dos debenturistas e dos Agentes Financeiros, bem como a alteração dos "*covenants*" financeiros do Contrato BNDES/FINEM.

A colocação pública das Debêntures será realizada na forma e condições seguintes:

i) a colocação e/ou subscrição das Debêntures somente terá início após: (a) a obtenção do registro da Emissão na CVM; (b) a publicação do Anúncio de Início de Distribuição, que deverá ocorrer em até 90 (noventa) dias contados da data de concessão do referido registro pela CVM; e (c) a disponibilidade do prospecto definitivo para os investidores;

ii) a colocação será pública, sem recebimento de reservas antecipadas e intermediada pelas Instituições Intermediárias, que deverão assegurar tratamento justo e eqüitativo para todos os destinatários e aceitantes da emissão das Debêntures;

iii) as Instituições Intermediárias terão o prazo de 5 (cinco) dias úteis após a publicação do Anúncio de Início de Distribuição para colocação do respectivo lote de Debêntures sob regime de garantia firme de subscrição;

iv) esgotado o prazo referido no item anterior, as Instituições Intermediárias deverão exercer a garantia firme sobre o respectivo lote de Debêntures;

v) não serão constituídos fundos nem celebrados contratos de estabilização de preços e/ou de garantia de liquidez para as Debêntures.

As Instituições Intermediárias poderão realizar coleta de intenções de investimento perante os investidores destinatários da Emissão a partir da divulgação do prospecto preliminar e do protocolo do pedido de registro da Emissão na CVM, manifestando a intenção de realizar tal procedimento.

A Emissora autorizou as Instituições Intermediárias a organizar plano de distribuição, que poderá levar em conta suas relações com clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica, devendo as Instituições Intermediárias assegurarem:

i) que o tratamento aos destinatários e aceitantes da oferta seja justo e eqüitativo;

ii) a adequação do investimento ao perfil de risco de seus respectivos clientes, se for o caso; e

iii) que os representantes de venda das instituições participantes do consórcio de distribuição recebam previamente exemplar do prospecto para leitura obrigatória e que suas dúvidas possam ser esclarecidas por pessoa designada pela Instituição Intermediária Líder.

As Debêntures subscritas pelas Instituições Intermediárias objeto de garantia firme poderão ser recolocadas no mercado de acordo com os mesmos termos do Contrato de Distribuição, quando aplicável, sendo que o preço de aquisição de tais Debêntures será determinado com base na análise: (i) de seu valor nominal unitário atualizado desde a Data de Emissão até e data da efetiva aquisição das Debêntures, (ii) da taxa de juros praticada pelo mercado à época da recolocação; (iii) do preço de negociação e colocação dos títulos públicos federais que possuam prazos de vencimento semelhantes; e (iv) da percepção de risco de crédito da Emissora, sujeito, entretanto, à conveniência e necessidade da respectiva Instituição Intermediária. A revenda das Debêntures, conforme aqui mencionada, deverá ser efetuada respeitada a regulamentação aplicável.

O Contrato de Distribuição estará disponível para consulta ou cópia na sede da Emissora e na sede das Instituições Intermediárias.

Relações da Emissora com as Instituições Intermediárias

Além da colocação das Debêntures, a Emissora possui outras relações com as Instituições Intermediárias, conforme descrito abaixo.

Atualmente, o Santander possui linhas de crédito com a Emissora para operações de capital de giro e tesouraria. O Santander presta também à Emissora serviços bancários em geral, incluindo serviços de custódia para a Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da Cosern - FASERN, bem como serviços de tesouraria para a Cosern.

A Emissora também tem operações de crédito de repasse em moeda estrangeira e aplicações financeiras com o Bradesco, bem como empréstimos contratados com o Banco Itaú BBA S.A.

O BB-BI participa indiretamente do capital social da Emissora, através da sua participação de cerca de 12% no capital social da Guaraniana S.A., detentora de aproximadamente 87% do capital social da COELBA (veja a seção "Informações Relativas à Oferta – Composição do Capital Social" e "Informações Relativas à Cosern - Estrutura Organizacional").

Além disso, o Banco do Brasil S.A., controlador do BB-BI, possui amplo relacionamento comercial com a Emissora através da prestação de serviços bancários diversos, tais como, pagamento a fornecedores, cobrança de títulos, pagamento de salários, arrecadação de carnês, guias e assemelhados, dentre outros. O Banco do Brasil S.A. também fornece à empresa linhas de crédito, através de Conta Garantida – BB e cheque especial empresarial. Em 19 de maio de 2004, o saldo de operações em aberto com a Cosern era cerca de R$ 13 milhões.

Demonstrativo do Custo da Distribuição

Segue abaixo tabela com o custo máximo da distribuição das Debêntures:

CUSTOS	**MONTANTE (EM R$)**	**% EM RELAÇÃO AO VALOR TOTAL DA EMISSÃO**
Comissão das Instituições Intermediárias*	2.100.000,00	1,75
Taxa de registro**	82.870.00	0,07
Total	**2.182.870,00**	**1,82**

(*) Calculada sobre o preço de subscrição das Debêntures na Data de Emissão

(**) 0,30% do total da emissão, limitado à R$82.870,00 por registro.

Custo Unitário de Distribuição

A tabela a seguir apresenta o custo unitário de distribuição das Debêntures objeto desta Emissão:

Nº DE DEBÊNTURES	CUSTO DO LANÇAMENTO (R$)	CUSTO POR DEBÊNTURE (R$)	% EM RELAÇÃO AO PREÇO UNITÁRIO DE DISTRIBUIÇÃO
1.200	2.182.870,00	1.819,06	0,02*

(*) Na Data de Emissão

Destinação dos Recursos

Os recursos obtidos através da presente Emissão serão destinados (i) à amortização de créditos obtidos junto às instituições intermediárias da Emissão, de forma a alongar o perfil da dívida de curto prazo da Emissora; e (ii) à realização de investimentos pela Emissora na concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte.

As dívidas que serão amortizadas com os recursos captados com a Emissão encontram-se descritas abaixo (veja também a seção "Contratos de Financiamento Relevantes ao Desempenho das Atividades da Companhia"):

Contrato	Taxa de Juros	Vencimento	Saldo a Amortizar em 30 de junho de 2004 (R$ mil)
Banco do Brasil – moeda nacional	CDI	13/11/04*	13.110.599,56
Itaú I	CDI	14/09/04	3.994.482,63
Itaú II	CDI	09/07/04	7.177.344,64
Itaú III	CDI	13/09/04	3.629.092,02
Itaú IV	CDI	09/07/04	1.021.279,97
Santander – moeda estrangeira	CDI	21/01/05	45.859.183,71
Bradesco I – moeda estrangeira	CDI	27/09/04	12.922.759,35
Bradesco II – moeda estrangeira	CDI	27/09/04	1.032.348,52
Bradesco III – moeda estrangeira	CDI	27/09/04	8.034.759,13
Total			96.781.849,53

*Prorrogável a cada 6 meses.

O saldo dos recursos não utilizados para amortização das dívidas descritas acima será utilizado para reforço de caixa da Emissora e posterior utilização no financiamento de parte do programa de investimentos da Emissora, cujos valores realizados no período 2000 a 2003 e os projetados para o período 2004 a 2007 estão discriminados abaixo:

RESUMO DOS PLANOS DE INVESTIMENTOS 2000 A 2007
R$ x Mil

	REALIZADO				PREVISTO			
SUBPROGRAMA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EXPANSÃO DE REDE	14.143	11.831	15.533	14.625	25.255	21.198	19.559	13.459
PROJETOS ESPECIAIS	621	6.392	8.142	10.406	40.080	24.562	37.194	28.926
RENOVAÇÃO DE SUBESTAÇÕES	1.561	2.099	653	443	1.971	1.390	1.000	1.000
RENOVAÇÃO DE LINHAS	1.195	1.359	153	42	1.694	3.425	3.000	4.144
SISTEMA DE AUTOMAÇÃO	1.828	900	1.177	736	510	960	900	900
SISTEMA DE TELECOMUNICAÇÕES	2.695	2.448	813	312	383	650	600	600
NOVAS LIGAÇÕES	19.558	14.385	9.701	11.892	10.945	11.492	12.067	12.670
EXPLORAÇÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO	10.466	10.760	7.309	8.410	9.141	9.167	9.000	9.000
INFORMÁTICA	7.808	2.096	4.736	4.387	5.056	4.487	3.735	3.677
FERRAMENTAS / EQUIPAMENTOS DE SERVIÇOS	35	739	480	292	835	800	700	706
VEÍCULOS	121	319	1.194	708	433	1.287	960	979
INFRAESTRUTURA	846	424	99	132	292	300	300	300
TOTAL	60.877	53.752	49.990	52.385	96.595	79.719	89.015	76.361

Tendo em vista que os recursos captados com a presente Emissão serão suficientes para o financiamento de apenas parte do programa de investimentos da Emissora, os valores necessários para cumprimento do referido programa serão financiados com recursos próprios da Emissora.

FATORES DE RISCO

O investimento em debêntures envolve uma série de riscos que devem ser observados pelo potencial investidor. Esses riscos envolvem fatores de liquidez, crédito, mercado, regulamentação específica, entre outros, que se relacionam tanto à Emissora como às próprias Debêntures objeto da Emissão. O potencial investidor deve ler cuidadosamente todas as informações descritas neste prospecto antes de tomar uma decisão de investimento nas Debêntures.

Fatores Relativos ao Ambiente Macroeconômico

Política Monetária e Taxa de Juros

Historicamente, a política monetária brasileira tem sido instável. O Banco Central do Brasil realizou alterações bruscas nas taxas de juros do mercado financeiro ao longo dos últimos anos. Essas alterações elevaram substancialmente as taxas de juros pagas pelos títulos públicos em determinados momentos.

Os empréstimos e financiamentos captados no mercado pela Companhia são contratados com base em taxas flutuantes. Portanto, aumentos das taxas de juros elevarão as despesas financeiras da Companhia e seu custo de captação, podendo afetar negativamente seus resultados.

Adicionalmente, as atividades da Companhia exigem consideráveis investimentos de capital, que são, em grande parte, financiados com recursos de terceiros, remunerados com taxas pós-fixadas. Uma flutuação das taxas de juros pactuadas nos contratos de que a Emissora é parte pode afetar negativamente a rentabilidade e os resultados da Emissora.

Variação Cambial

As sucessivas crises nos mercados financeiros internacionais nos anos de 1997 e 1998 acabaram por levar o governo brasileiro a adotar, no início de 1999, a livre flutuação da cotação do Real frente ao dólar norte-americano, acarretando forte desvalorização do Real, assim como as que ocorreram nos anos de 1999, 2001 e 2002.

Em 31 de dezembro de 2003, a Cosern possuía endividamento em moeda estrangeira no valor de US$ 62 milhões, correspondentes a R$179 milhões.

As receitas da Companhia são em reais. Assim, eventual desvalorização do Real frente ao Dólar norte-americano poderá acarretar em um aumento correspondente no custo de fornecimento de energia, do montante do seu endividamento em moeda estrangeira e de parte de seu custo financeiro, advindo dos juros sobre o endividamento em moeda estrangeira da Companhia, afetando, deste modo, negativamente seus resultados.

Inflação e Crescimento Econômico

Historicamente, o Brasil apresentou índices extremamente elevados de inflação e vários momentos de instabilidade no processo inflacionário. As medidas governamentais destinadas à combatê-la geraram, no passado, significativos efeitos adversos sobre a economia do país. O Plano de Estabilização (Real) introduzido em 1994 resultou na redução sustentada dos altos índices de inflação até então verificados. Porém, os sucessivos

choques externos sofridos com as crises nos mercados internacionais até o final de 1998 culminaram, a partir de janeiro de 1999, na mudança da política cambial ocasionando forte desvalorização da moeda brasileira e novas incertezas quanto à manutenção das baixas taxas de inflação verificadas desde a adoção do referido plano. A inflação apurada pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado, calculado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M/FGV") apresentou grandes oscilações nos três últimos anos, passando de 10,4% em 2001 para 25,3% em 2002, em função da desvalorização cambial no período, e caindo para 8,71% em 2003, com a recuperação da moeda nacional.

Diante de fatores de instabilidade internos e externos, os negócios e as condições financeiras e operacionais da Cosern podem ser adversamente afetados por mudanças nas políticas monetária e fiscal que afetem o desempenho econômico do país.

O Setor Elétrico apresenta historicamente correlação direta com o desempenho da economia nacional, de modo que eventual agravamento da situação político-econômica do país poderá acarretar à Emissora redução de receitas futuras, bem como elevação do índice de inadimplemento de operações já contratadas.

Fatores Relativos ao Setor Elétrico

Reestruturação do Setor Elétrico e Incerteza Regulatória

Nos últimos anos, o Governo Federal implementou mudanças significativas na legislação do setor elétrico, inclusive na regulamentação administrativa, que visaram transferir do Estado à iniciativa privada o ônus dos investimentos necessários à expansão da oferta de energia. Buscava-se, com isso, assegurar a eficiência econômica do setor, de modo a garantir um suprimento confiável de eletricidade à população com o menor custo possível.

Em julho de 2003, após as crises recentes ocorridas no setor elétrico, o Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia, lançou a proposta de um novo modelo institucional para o setor elétrico (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil" e "Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico"). As diretrizes do novo modelo para o setor foram estabelecidas na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

A Lei nº 10.848/04 determina mudanças relevantes no setor elétrico, entre quais se destacam: (i) alteração das regras sobre comercialização de energia, prevendo a co-existência de dois ambientes de contratação, livre e regulado; (ii) obrigação das distribuidoras terem contratado 100% do seu mercado cativo mediante licitação; (iii) impedimento à participação de distribuidoras em outras sociedades ou o exercício de atividades alheias à distribuição; (iv) criação de novas regras para consumidores exercerem a opção de se tornarem livres; (v) extinção do MAE e criação da CCEE; (vi) criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE; e (vii) alteração das competências do Ministério de Minas e Energia e da ANEEL.

A Lei nº 10.848/04 foi regulamentada pelo Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004.

Política Tarifária

As tarifas praticadas pela Cosern na cobrança do fornecimento de energia a consumidores cativos (ou seja, aqueles que ainda não se tornaram livres e não podem optar por outro fornecedor de energia elétrica) são determinadas segundo o contrato de concessão firmado entre a Companhia e a União, por intermédio da ANEEL, nos termos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 ("Contrato de Concessão"). Essas tarifas estão sujeitas aos seguintes procedimentos de reajuste e revisão:

i) *reajuste anual*, com base em uma fórmula que visa a (a) compensar variações nos custos da Cosern representados pela compra de energia elétrica para revenda – incluindo as variações cambiais - pela cota da RGR, pelas cotas da CCC, pela TFSEE, devida à ANEEL e pelos encargos de uso do sistema, e (b) atualizar a parte das tarifas que não corresponda àqueles custos (excluído o ICMS) por índice de inflação (o IGP-M ou índice que o substitua);

ii) *revisão extraordinária*, que pode ser solicitada pela Cosern a qualquer tempo, caso ocorram alterações significativas nos seus custos (incluindo alterações devidas a mudanças nas tarifas de compra de energia, a mudanças nos encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, ou à criação, alteração ou extinção de tributos, exceto o imposto sobre a renda), de modo a restaurar o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão; e

iii) *revisão periódica,* que deve ter lugar um ano após o quinto reajuste anual concedido e, posteriormente a cada cinco anos, para que o Poder Concedente possa revisar as tarifas, para mais ou para menos, considerando eventuais alterações na estrutura de custos e de mercado da Cosern, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional e a necessidade de promover a eficiência e a modicidade das tarifas. Esta revisão será implementada através da determinação de uma variável, conhecida como "Fator X", que integra a fórmula do reajuste anual.

A possibilidade de restaurar o equilíbrio econômico-financeiro original através da revisão extraordinária dependerá da correta e rápida avaliação, pela Cosern e pelo Poder Concedente, das alterações ocorridas nos custos da Companhia.

Em 16 de abril de 2003 ocorreu a primeira revisão tarifária periódica da Companhia, através da Resolução ANEEL nº 200, que fixou o fator X da Companhia em 1,78%. A próxima revisão tarifária periódica deverá ocorrer em 2008. Caso o Poder Concedente ou a Cosern sub-avaliem as alterações nos custos da Companhia ou o façam de forma retardada; ou ainda, caso a utilização do fator X pelo Poder Concedente venha a reduzir as margens da Cosern, os resultados da Companhia poderão ser afetados negativamente.

Além disso, na data da revisão tarifária periódica, é feita a compensação do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, utilizada com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Por meio de resoluções da ANEEL, a compensação do saldo da CVA já foi suspensa para reajustes posteriores (veja a seção "Atividades da Cosern -

Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico"). Caso ocorram novas suspensões da compensação do saldo da CVA ou caso a mesma deixe de ser concedida, ocorrerão reflexos na geração de caixa da Cosern, afetando negativamente a condição financeira da Companhia.

Por fim, as distribuidoras estão sujeitas ao recolhimento de diversos encargos setoriais e tarifários, entre as quais (i) as quotas anuais de Reserva Global de Reversão - RGR, (ii) contribuições para o custeio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, (iii) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, (iv) Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, (v) compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e (vi) outros encargos tarifários criados por lei. Nos termos da Lei nº 10.848/04, o inadimplemento das concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica no recolhimento de tais encargos, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC.

Escassez de Eletricidade

Em maio de 2001, foi deflagrada crise energética que durou até fevereiro de 2002, atingindo todas as regiões do Brasil (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

Para conter os efeitos da crise, o Governo Federal criou em 15 de maio de 2001 a CGCE, que estabeleceu diretrizes para enfrentamento da crise de energia elétrica. Assim, com base nas Resoluções nº 1, de 16 de maio de 2001 e nº 17, de 21 de junho de 2001, da CGCE, foi determinado que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos de distribuição de energia elétrica situadas nas regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste do país, e depois, também, a região Norte reduzissem 20% e 15%, respectivamente, do consumo de energia elétrica sobre os meses de maio, junho e julho de 2000. Tal medida veio acompanhada de metas de consumo individualizadas, com base em estimativa de consumo. O descumprimento gerava penalidades, inclusive corte de energia elétrica, em caso de reincidência na superação da meta aplicada a cada caso.

Diante desse cenário, caso no futuro haja escassez das fontes geradoras e fornecedoras de energia elétrica para a Cosern, esta terá que identificar novas alternativas que garantam o montante de eletricidade contratada com seus consumidores, não sendo possível assegurar que ela conseguirá recuperar os aumentos de custo relacionados a estas compras. Outro risco é o estabelecimento de racionamentos futuros, diante dos quais a Companhia poderá ser obrigada a vender menos energia e, conseqüentemente, poderá obter menores receitas. Caso isto ocorra, seus resultados serão afetados negativamente.

Contratos Iniciais

A Cosern possui celebrado contrato inicial com Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, de quem adquire a maior parte da energia que distribui. Os montantes contratados sob o Contrato Inicial, bem como o respectivo preço, foram homologados pela ANEEL. De acordo com o art. 10, inciso II da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a partir de 2003 os montantes de energia e de demanda de potência, cuja contratação e preços foram determinados no contrato inicial, deverão ser reduzidos em 25% por ano (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

Não é possível determinar se a Cosern poderá comprar energia e demanda de potência por preços equivalentes àqueles que hoje estão contratados com a CHESF. Assim, na hipótese dos preços encontrados pela Cosern no novo ambiente de contratação de energia a ser criado com o novo modelo do setor elétrico apresentarem-se superiores aos atuais previstos no contrato inicial, a Companhia poderá ter seus resultados afetados negativamente.

Concorrência e Desregulamentação do Setor Brasileiro de Energia Elétrica

A Cosern não mais detém a exclusividade para a distribuição dentro da sua área de concessão a uma determinada categoria de clientes. Isto porque, de acordo com a legislação em vigor, os consumidores cuja demanda é igual ou superior a 3MW com suprimento de tensão igual ou superior a 69kV, podem optar por se tornarem livres e adquirir energia de outros agentes do setor elétrico, inclusive, a preços mais baixos do que aqueles atualmente cobrados pela Companhia (vide o capítulo "Atividades da Cosern – Consumidores Livres").

A Companhia possui atualmente oito potenciais consumidores livres. Estes consumidores representam, aproximadamente, 18,88% do volume total de vendas de energia elétrica da Cosern e 9,3% do seu faturamento durante o ano de 2003. Assim, caso estes consumidores rescindam os respectivos contratos que mantêm com a Cosern, a receita da Companhia poderá diminuir, o que afetará seus resultados de forma negativa, embora tais consumidores passem a pagar a Emissora pelo uso do sistema de distribuição.

Fatores Relativos à Cosern

Inadimplência do Setor Público

Os consumidores da Cosern classificados como setor público (assim entendidos os órgãos públicos, iluminação pública e empresas públicas) têm historicamente sido inadimplentes no pagamento de suas contas de consumo de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2003, estes consumidores somavam aproximadamente R$45 milhões em contas pendentes de liquidação (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Consumidores – Vendas"). Assim, caso os consumidores do setor público continuem inadimplentes ou ainda aumentem sua inadimplência com a Cosern, os resultados da Companhia poderão ser impactados negativamente.

Sanções Oriundas do Contrato de Concessão

A Cosern está sujeita a sanções por inadimplemento do Contrato de Concessão, tais como multa, caducidade e, em última instância, rescisão do Contrato de Concessão. A observância de padrões mínimos de qualidade é uma das principais obrigações da Cosern. Caso esses padrões mínimos de qualidade não sejam atingidos, essas sanções poderão ser aplicadas e impactar negativamente os resultados da Companhia. A Cosern pode até, numa situação grave, perder a concessão.

Risco de Crédito e Inadimplência

A Companhia está sujeita ao risco de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Situações macroeconômicas adversas, como aumento de taxas de juros, de desemprego e retração da atividade econômica, bem como crises no setor elétrico, podem causar a deterioração do crédito dos clientes da Companhia, bem como provocar o crescimento dos índices de inadimplência, podendo afetar negativamente os negócios da Cosern.

Risco de Vencimento Antecipado

A Companhia possui celebrado contrato de financiamento com os Agentes Financeiros , sob o programa de Financiamento a Empreendimentos – FINEM do Banco de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, no valor de R$55,2 milhões, que contêm cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros estabelecidos nos respectivos contratos (veja a seção "Informações Relativas à Cosern – Contratos Relevantes ao Desempenho das Atividades da Companhia - Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 61.928 – BNDES/FINEM")..

Atualmente, os índices econômico-financeiros contratados com os Agentes Financeiros não estão sendo cumpridos pela Companhia. Estes índices são: (i) quociente da divisão do patrimônio líquido pelo ativo total da Companhia superior a 0,5 e (ii) quociente da divisão do endividamento financeiro líquido pelo patrimônio líquido da Companhia inferior a 0,4. Em 31 de dezembro de 2003, os índices apresentados pela Companhia eram 0,44 e 0,82, respectivamente. O descumprimento dos índices constituem hipótese de vencimento antecipado da dívida da Companhia.

Em 4 de agosto de 2004, a Companhia celebrou com os Agentes Financeiros, com a interveniência do Agente Fiduciário e do Banco do Brasil S.A., aditamento ao Contrato BNDES/FINEM, estabelecendo novos índices econômico-financeiros, bem como prevendo a constituição da garantia real em favor dos Agentes Financeiros. Nos termos do referido aditamento, seus efeitos estão condicionados à expressa aprovação do BNDES.

A não aprovação do BNDES à alteração das condições do Contrato BNDES/FINEM pode acarretar o vencimento antecipado da dívida da Companhia. Caso o BNDES declare o vencimento antecipado, o resultado da Companhia poderá ser afetado negativamente, bem como a capacidade de pagamento das Debêntures pela Companhia.

Pendências Judiciais

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza cível, trabalhista e fiscal, decorrentes do curso regular de seus negócios, que representavam, em conjunto, em 30 de junho de 2004, uma contingência no valor de R$32,60 milhões.

A condenação em um ou mais desses processos que implique o pagamento de valores ou que afete as atividades da Cosern poderá causar um impacto negativo na atividade e/ou resultado da Companhia (veja a seção "Contingências Judiciais e Administrativas").

Impacto Ambiental

As instalações da Cosern estão sujeitas a leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a exigências de funcionamento, atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente. Futuros investimentos que sejam necessários ao cumprimento dessas disposições poderão gerar custos adicionais para a Cosern. Se esses custos não forem rapidamente repassados às tarifas cobradas dos consumidores, eles afetarão negativamente os resultados operacionais da Companhia. Além disso, a inobservância pela Cosern das leis e regulamentos ambientais poderá gerar obrigações de reparação por parte da Cosern ou a aplicação de multas e outras sanções que podem afetar as atividades da Companhia e seus resultados.

Fatores Relativos às Debêntures e à Emissão

Limitação na Execução sobre os Ativos da Cosern

O principal ativo da Cosern é o direito, outorgado nos termos do Contrato de Concessão, de explorar a distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte. Esse direito não pode ser transferido sem a prévia anuência da ANEEL, sob pena de caducidade da concessão. Para obter a anuência da ANEEL, o candidato a adquiri-lo deverá (i) atender às exigências de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal necessárias à assunção do serviço de distribuição e (ii) comprometer-se a cumprir todas as cláusulas do Contrato de Concessão em vigor.

Assim, em caso de inadimplência da Cosern no pagamento das debêntures, a execução judicial do crédito representado por estes títulos pode ser prejudicada pela insuficiência de bens passíveis de serem penhorados e vendidos judicialmente. A satisfação do crédito mediante penhora e venda judicial do direito de explorar a distribuição de energia elétrica será dificultada pela necessidade de prévia anuência da ANEEL para alienação deste direito e pelas condições a serem observadas para obter tal anuência.

Garantia Real

Para assegurar o cumprimento de suas obrigações pecuniárias, principais e acessórias, assumidas na escritura de debêntures, a Cosern empenhará, em primeiro grau, em favor dos debenturistas, os seguintes direitos ("Garantia Real"):

i) direitos creditórios de sua titularidade, existentes ou que vierem a se constituir futuramente, bem como seus respectivos títulos, quando existentes, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica ("Créditos") para todos os consumidores da Cosern ("Consumidores");

ii) todos os valores ou bens recebidos pela Cosern como forma de pagamento dos Créditos;

iii) direitos de crédito da Cosern contra instituições financeiras em razão de Depósitos do produto do pagamento das Contas de Energia em Contas Empenhadas ou ainda em razão de Recebimentos, equivalentes a 36,5% do total de Depósitos e Recebimentos pelas referidas instituições financeiras nos termos deste item;

iv) direitos de crédito da Cosern contra todos os agentes arrecadadores dos pagamentos das Contas de Energia, em razão do recebimento por tais agentes arrecadadores do pagamento das Contas de Energia nos termos dos respectivos contratos de arrecadação; equivalentes a 36,5% dos recebimentos pelos agentes arrecadadores nos termos deste item; e

v) direito de crédito contra o Banco do Brasil, em razão de quaisquer depósitos existentes ou que venham a ser realizados na Conta Caução, a qualquer tempo durante a vigência do Contrato de Penhor.

Parte dos Créditos serão constituídos futuramente e, portanto, os mesmos somente serão exigíveis caso a Cosern continue a prestar o serviço público de distribuição. Caso a Cosern deixe de fornecer energia aos Consumidores, os Créditos respectivos deixarão de ser exigíveis, reduzindo a garantia das Debêntures no montante respectivo. Nessa hipótese, caso as Debêntures vençam antecipadamente, as garantias existentes poderão não ser suficientes para o pagamento das Debêntures.

A Cosern deverá celebrar aditamento ao Contrato de Penhor para reforço da garantia sempre que o (i) total de recursos oriundos do pagamento dos Créditos depositados na Conta Caução no período de três meses, por qualquer razão, como por exemplo em função da inadimplência ou pela não renovação de contratos empenhados e já vencidos, for inferior a 36,5% da Receita Operacional Líquida da Cosern no mesmo período; e (ii) novos agentes arrecadadores ou instituições financeiras sejam contratados para o recebimento de pagamento das Contas de Energia ou novas contas correntes recebam o depósito do pagamento das Contas de Energia, nas condições previstas no Contrato de Penhor. Caso a Cosern se recuse a celebrar aditamento ao Contrato de Penhor, o Agente Fiduciário deverá recorrer a procedimentos judiciais para obter a execução específica da obrigação, o que poderá afetar o reforço da garantia e a satisfação do crédito dos debenturistas em caso de vencimento antecipado das Debêntures.

Por fim, há que se observar que nos termos do Contrato de Penhor o procedimento de cobrança é realizado pela própria Cosern, na qualidade de mandatária do Agente Fiduciário. Em vista disto, nada garante que a Cosern irá exercer corretamente suas obrigações ou que ela ou os Agentes Arrecadadores efetuarão o correto depósito dos valores recebidos em decorrência do pagamento dos Créditos na Conta Caução.

Limite à Excussão e Compartilhamento da Garantia Real

Nos termos do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" ("Contrato de Penhor"), a excussão, judicial ou extrajudicial, do penhor, estará limitada, mensalmente, durante toda a vigência do Contrato de Penhor, a 36,5% da receita operacional líquida da Cosern auferida no mês anterior ao da data da excussão. Assim, caso esse valor mensal não seja suficiente para o pagamento das Debêntures declaradas vencidas, a satisfação do crédito dos debenturistas não será imediata.

Além disso, o Contrato BNDES/FINEM veda à Cosern a constituição de garantias sobre sua receita junto a credores de longo prazo sem a prévia e expressa autorização dos Agentes Financeiros e sem que mesma garantia seja prestada aos Agentes Financeiros. Assim, nos termos do Contrato de Penhor, a Garantia Real será compartilhada em igual grau de prioridade entre os debenturistas e os Agentes Financeiros na mesma proporção das respectivas dívidas garantidas. O saldo devedor da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM, em 30 de junho

de 2004, era de R$50,21 milhões. Dessa forma, na hipótese de declaração de vencimento antecipado das debêntures, os 36,5% da Receita Operacional Líquida mensal da Cosern disponíveis mensalmente para excussão do penhor ainda deverá ser dividido com os Agentes Financeiros, na proporção das respectivas dívidas garantidas.

Além disso, não há garantias de que os níveis da Receita Operacional Líquida mensal da Cosern se manterão estáveis ou obterão crescimento durante o prazo de vencimento das Debêntures. Caso haja redução da Receita Operacional Líquida da Cosern e ocorra o vencimento antecipado das Debêntures, os valores disponíveis mensalmente para excussão da Garantia Real serão menores, retardando o recebimento do valor integral devido aos debenturistas.

Notificação da Garantia Real aos Consumidores

Nos termos do artigo 1.452 do Código Civil, constitui-se o penhor de direitos creditórios pelo registro do respectivo instrumento no Registro de Títulos e Documentos. Adicionalmente, para que o penhor de direitos creditórios tenha eficácia, nos termos do artigo 1.453 do Código Civil, os respectivos devedores dos créditos empenhados devem ser notificados da existência do penhor. Nos termos do Contrato de Penhor, apenas na hipótese de declaração de vencimento antecipado da Escritura de Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM o Agente Fiduciário e o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. deverão notificar os consumidores da existência da Garantia Real.

Na hipótese de declaração de vencimento antecipado das Debêntures e até que se proceda à notificação acima por qualquer das partes do Contrato de Penhor, ainda que a Garantia Real esteja constituída, o Agente Fiduciário não poderá efetuar a cobrança dos Créditos diretamente dos Consumidores, dependendo, portanto, que a Cosern cobre tais Consumidores e efetue o depósito dos recursos na Conta Caução. Não há garantias de que o Agente Fiduciário conseguirá notificar todos os Consumidores após a declaração do vencimento antecipado das debêntures. Portanto, o penhor poderá ser considerado ineficaz em relação aos valores correspondentes a pagamentos realizados pelos Consumidores diretamente à Cosern antes do recebimento da notificação.

Modificação dos Termos da Oferta

Mediante manifestação da Emissora e a critério da Instituição Intermediária Líder e das demais Instituições Intermediárias da distribuição das Debêntures, na hipótese de, durante o período de distribuição, ocorrer alteração substancial, posterior e imprevisível nas circunstâncias de fato existentes quando da apresentação do pedido de registro da Emissão perante a CVM, ou que o fundamentem, acarretando aumento relevante dos riscos assumidos pela Emissora e inerentes à própria Emissão, os termos da presente Emissão poderão ser alterados, mediante prévia autorização da CVM.

Em caso de eventual modificação dos termos da Emissão, não há garantia de que as novas condições estabelecidas sejam mais favoráveis aos debenturistas ou que os prejudiquem, sendo-lhes preservado, no entanto, o direito de não manter a titularidade das Debêntures e à restituição integral dos valores dados em contrapartida à subscrição das Debêntures, na forma e condições previstas neste prospecto.

Ainda, nos termos do Contrato de Distribuição, caso a CVM não autorize a modificação dos termos da Emissão, ocorrerá a rescisão do referido contrato, o que importará, nos termos da legislação em vigor, no cancelamento do registro da Emissão.

Repactuação

Em 1º de junho de 2006 deverá ocorrer a repactuação das Debêntures. A repactuação das debêntures está condicionada à não obtenção, pela Cosern, até 1º de maio de 2006, de crédito de valor igual ou superior a R$60 milhões junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Caso haja obtenção do referido crédito, não ocorrerá a repactuação das debêntures.

Não há garantias de que as novas condições das Debêntures repactuadas serão mais favoráveis ou adequadas aos debenturistas. Nessa hipótese, a Cosern estará obrigada a adquirir a totalidade das Debêntures cujos titulares não aceitem a novas condições deliberadas, pelo valor nominal das Debêntures, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a Data de Repactuação.

Súmula 176 do Superior Tribunal de Justiça

O Superior Tribunal de Justiça editou a Súmula nº 176, declarando ser "nula a cláusula contratual que sujeita o devedor à taxa de juros divulgada pela ANBID/CETIP". As Debêntures a serem emitidas pela Cosern serão remuneradas com referência à taxa paga aos Depósitos Interbancários – DI, divulgada diariamente pela CETIP. Assim, numa eventual disputa judicial relacionada às Debêntures, o Poder Judiciário poderá conceder aos debenturistas uma remuneração inferior a da taxa DI, prejudicando a rentabilidade das Debêntures.

Mercado Secundário

Atualmente, o mercado secundário de debêntures no Brasil possui baixa liquidez e não há nenhuma garantia de que existirá no futuro um mercado para negociação das Debêntures que permita aos seus subscritores sua alienação caso estes decidam por tal medida. Desta forma os titulares das Debêntures podem ter dificuldade em realizar sua venda no mercado secundário. Além disso, um eventual rebaixamento da classificação de risco das Debêntures ou da Companhia também poderá afetar a liquidez das Debêntures para negociação no mercado secundário.

Informações acerca do Futuro da Cosern

O presente Prospecto pode conter informações acerca das perspectivas de futuro da Companhia que refletem as opiniões da Cosern em relação ao desenvolvimento futuro e que envolvem riscos e incertezas. Não há garantia de que o desempenho futuro seja consistente com essas informações, podendo diferir sensivelmente das tendências ora indicadas. O potencial investidor deve analisar cuidadosamente as informações contidas neste prospecto e não tomar nenhuma decisão de investimento baseada unicamente em previsões ou expectativas de desempenho futuro da Emissora.

SITUAÇÃO FINANCEIRA

Informações Financeiras e Operacionais Selecionadas

O quadro abaixo representa informações financeiras e operacionais selecionadas da Cosern para cada um dos períodos indicados. As informações financeiras selecionadas referentes ao 1º semestre de 2003 e 2004 e aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2003 e 2002 foram retiradas das demonstrações financeiras auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu – Auditores Independentes e as informações financeiras referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2001 foram retiradas das demonstrações financeiras auditadas pela Ernst & Young Auditores Independentes S/C, incluídas no presente prospecto.

As demonstrações financeiras foram elaboradas em conformidade com o regime da legislação societária brasileira. O potencial investidor deverá ler essas informações financeiras selecionadas em conjunto com as demonstrações financeiras auditadas e respectivas notas explicativas, incluídas no Anexo VI deste prospecto, bem como na seção "Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras".

Balanço Patrimonial Ativo	30/06/2004	30/06/2003	31/12/2003	31/12/2002	31/12/2001
Ativo Circulante	**250.370**	**317.565**	**253.474**	**349.178**	**288.503**
Disponibilidades	7.702	4.316	8.011	7.002	28.484
Consumidores, concessionárias e permissionários	148.877	170.456	152.998	194.154	184.767
Títulos a receber	26.725	58.589	58.737	46.036	28.731
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(24.368)	(37.567)	(49.434)	(25.184)	(20.518)
Recomposição tarifária do racionamento	22.457	25.361	22.028	23.522	16.639
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	20.965	7.574	5.034	7.108	3.614
Tributos a compensar	18.872	37.965	23.613	50.996	9.334
Outros créditos de curto prazo	29.140	50.871	32.487	45.544	37.452
Ativo Realizável a Longo Prazo	**580.728**	**617.628**	**662.184**	**489.461**	**413.911**
Consumidores, concessionárias e permissionários	17.659	12.187	18.890	36.724	-
Títulos a receber	153.969	65.203	84.585	39.762	42.055
Recomposição tarifária do racionamento	115.446	117.932	115.718	110.971	99.191
Energia livre - racionamento	32.794	30.226	31.540	35.153	26.020
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	13.214	16.169	22.414	9.483	6.744
IR e CS diferidos	56.605	63.734	69.768	58.989	30.396
Benefício fiscal - ágio de incorporação controladora	164.168	174.323	169.218	179.428	189.553
Contas a receber da controladora	-	117.904	127.294	-	-
Outros créditos de longo prazo	26.873	19.950	22.757	18.951	19.952
Ativo Permanente	**322.391**	**309.352**	**317.048**	**484.016**	**359.754**
Investimentos	10	10	10	150.650	52.745
Imobilizado	322.381	309.342	317.038	311.504	306.654
Diferido	-	-	-	21.862	355
Ativo Total	**1.153.489**	**1.244.545**	**1.232.706**	**1.322.655**	**1.062.168**

Balanço Patrimonial Passivo	30/6/2004	30/6/2003	31/12/2003	31/12/2002	31/12/2001
Passivo Circulante	**391.993**	**302.703**	**447.924**	**369.585**	**344.522**
Empréstimos e financiamentos	266.482	188.824	271.415	172.462	123.701
Debêntures	-	-	-	19.711	40.031
Fornecedores	38.029	29.249	38.058	53.307	52.153
Impostos, taxas e contribuições	39.879	20.932	31.150	29.994	27.292
Dividendos a pagar	148	7.892	58.157	38.276	32.959
Provisões	18.400	17.882	17.951	15.936	32.782
Dívidas com pessoas ligadas	-	143	6	2.525	3.523
Outros	29.055	37.781	31.187	37.374	32.081
Passivo Realizável a Longo Prazo	**276.101**	**424.890**	**283.773**	**457.057**	**247.593**
Empréstimos e financiamentos	171.929	314.077	179.889	333.225	194.633
Debêntures	-	-	-	-	18.750
Provisões	14.196	18.259	14.153	18.682	-
Dívidas com pessoas ligadas	712	1.298	1.139	1.961	-
Energia livre - racionamento	28.962	30.803	29.278	33.915	25.104
Tributos e contribuições diferidos	55.757	53.928	53.917	48.865	1.949
Outras contas a pagar	4.545	6.525	5.397	20.409	7.157
Patrimônio líquido	**485.395**	**516.952**	**501.009**	**496.013**	**470.053**
Passivo Total	**1.153.489**	**1.244.545**	**1.232.706**	**1.322.655**	**1.062.168**

	Período de seis meses encerrado em 30 de junho de		Exercício Social encerrado em 31 de dezembro		
Demonstração do Resultado do Exercício - R$ mil	**2004**	**2003**	**2003**	**2002**	**2001**
Receita bruta de vendas e serviços	356.752	275.192	609.925	554.245	564.090
Deduções da receita bruta	(93.689)	(66.209)	(142.368)	(114.707)	(88.820)
Receita líquida de vendas e serviços	263.063	208.983	467.557	439.538	475.270
Custo dos serviços prestados	(137.508)	(147.608)	(322.053)	(305.323)	(270.445)
Resultado bruto	125.555	61.375	145.504	134.215	204.825
Despesas/Receitas operacionais	(28.340)	(35.353)	(81.995)	(85.190)	(106.521)
Despesas com vendas	(11.525)	(1.127)	(12.149)	(24.457)	(20.138)
Gerais e administrativas	(16.960)	(21.881)	(38.390)	(41.387)	(41.403)
Financeiras	145	(12.345)	(31.456)	(19.346)	(44.980)
Receitas financeiras	31.425	32.680	140.490	163.757	59.588
Despesas financeiras	(31.280)	(45.025)	(155.675)	(183.103)	(66.040)
Juros sobre capital próprio	-	-	(16.271)	-	(38.528)
Resultado operacional	97.215	26.022	63.509	49.025	98.304
Resultado não operacional	(724)	(184)	(1.043)	(816)	(1.016)
Resultado antas de tributação/participações	96.491	25.838	62.466	48.209	97.288
Provisão para IR e CS	(10.948)	(4.874)	(7.675)	(8.081)	(22.788)
IR diferido	(22.076)	(4.123)	(13.237)	(9.423)	(10.096)
Reversão dos juros sobre capital próprio	-	-	16.271	-	38.528
Lucro/prejuízo do exercício	63.467	16.841	57.825	30.705	102.932
Número de ações, ex tesouraria (milhares)	168.074	168.074	168.074	168.074	168.074
Lucro por ação	0,37761	0,10020	0,34404	0,18269	0,61242

	Período de seis meses encerrado em 30 de junho de		Exercício Social encerrado em 31 de dezembro		
Outras informações financeiras - R$ mil	**2004**	**2003**	**2003**	**2002**	**2001**
Depreciação e amortização	16.967	15.691	32.222	30.323	27.877
EBITDA	114.037	54.058	127.145	98.213	170.489
Margem EBITDA	43,3%	25,9%	27,2%	22,3%	35,9%
Endividamento total	438.411	502.901	451.304	525.398	377.115
Dívida líquida	430.709	498.585	443.293	518.396	348.631
Fluxo de caixa das operações	n/d	n/d	80.850	147.306	52.432
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	n/d	n/d	(223.132)	(952)	148.381
Fluxo de caixa das atividades de investimento	n/d	n/d	143.291	(167.836)	(108.968)
Variação no caixa no período	n/d	n/d	1.009	(21.482)	91.845

Indicadores operacionais	**2004**	**2003**	**2003**	**2002**	**2001**
Nº. de consumidores	816.961	788.246	804.105	772.686	744.950
Energia vendida (GWh)	1.485	1.437	2.994	2.702	2.598
Perdas de energia	n/d	n/d	12,33%	14,03%	12,82%
DEC (horas de interrupção)	n/d	n/d	10,65	11,55	10,85
FEC (nº. de interrupções)	n/d	n/d	8,50	10,56	11,01
Empregados	648	628	633	619	618

Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras

Na exposição a seguir, as referências a aumentos ou diminuições ao longo de qualquer exercício são feitas por comparação ao correspondente exercício precedente, salvo indicação em sentido contrário. Além disso, para efeitos de análise, os números são apresentados de forma arredondada até a última unidade ou até a primeira casa decimal. Como conseqüência, a soma aritmética de alguns números descritos ao longo da análise ou apresentados nas tabelas pode não corresponder precisamente ao valor apresentado.

A tabela abaixo fornece análise comparativa dos resultados dos três últimos exercícios e do primeiro semestre de 2003 e 2004:

Demonstração do Resultado do Exercício	**6M04**	**6M03**	**2003**	**2002**	**2001**
% sobre a Receita Líquida					
Receita bruta de vendas e serviços	135,6	131,7	130,4	126,1	118,7
Deduções da receita bruta	(35,6)	(31,7)	(30,4)	(26,1)	(18,7)
Receita líquida de vendas e serviços	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Custo dos serviços prestados	(52,3)	(70,6)	(68,9)	(69,5)	(56,9)
Resultado bruto	47,7	29,4	31,1	30,5	43,1
Despesas/Receitas operacionais	(10,8)	(16,9)	(17,5)	(19,4)	(22,4)
Despesas com vendas	(4,4)	(0,5)	(2,6)	(5,6)	(4,2)
Gerais e administrativas	(6,4)	(10,5)	(8,2)	(9,4)	(8,7)
Financeiras	0,1	(5,9)	(6,7)	(4,4)	(9,5)
Receitas financeiras	11,9	15,6	30,0	37,3	12,5
Despesas financeiras	(11,9)	(21,5)	(33,3)	(41,7)	(13,9)
Juros sobre capital próprio	-	-	(3,5)	-	(8,1)
Resultado operacional	37,0	12,5	13,6	11,2	20,7
Resultado não operacional	(0,3)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(0,2)
Resultado antas de tributação/participações	36,7	12,4	13,4	11,0	20,5
Provisão para IR e CS	(4,2)	(2,3)	(1,6)	(1,8)	(4,8)
IR diferido	(8,4)	(2,0)	(2,8)	(2,1)	(2,1)
Reversão dos juros sobre capital próprio	-	-	3,5	-	8,1
Lucro/prejuízo do exercício	24,1	8,1	12,4	7,0	21,7

Primeiro semestre de 2004 comparado com o primeiro semestre de 2003

Receita bruta e receita líquida

Composição da Receita Bruta
R$ mil

	6M04	**6M03**	***Variação***
Fornecimento de energia elétrica	334.043	274.323	*21,8%*
Suprimento de energia elétrica - MAE	6.056	(466)	*n/m*
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	2.896	257	*1026,8%*
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	11.370	11.141	*2,1%*
(Reversão) receita da recomposição tarifária do racionamento	(11.268)	(9.808)	*14,9%*
(Reversão) receita da energia livre racionamento	(2.676)	(1.757)	*52,3%*
Receita de recomposição tarifária	10.232	-	*n/m*
Outras receitas operacionais	6.099	1.502	*306,1%*
Receita operacional bruta	**356.752**	**275.192**	*29,6%*
Deduções da receita operacional	(93.689)	(66.209)	*41,5%*
Receita operacional líquida	**263.063**	**208.983**	*25,9%*

A receita bruta de vendas e serviços aumentou 29,6% nos primeiros 6 meses de 2004 em comparação ao mesmo período de 2003, passando de R$ 275,2 milhões para R$ 356,8 milhões. Este crescimento de R$ 81,6 milhões foi influenciado principalmente pelo aumento das receitas de fornecimento de energia elétrica, que aumentou em R$ 59,7 milhões no primeiro semestre de 2004 e pela receita de recomposição tarifária de R$ 10,2 milhões. A recomposição da revisão tarifária é o efeito líquido da diferença reconhecida pela ANEEL no reajuste tarifário de 2004, relativa ao reposicionamento tarifário de 2003 que está sendo compensado em 12 parcelas.

O principal componente da receita bruta é o fornecimento de energia elétrica, que representou 93,6% do total da receita no primeiro semestre de 2004 e que apresentou um crescimento de 21,8% em relação ao primeiro semestre de 2003, passando de R$ 274,3 milhões para R$ 334,0 milhões. Esse aumento foi resultado da combinação do incremento do número de clientes e do reajuste tarifário médio de 15,11% ocorrido em abril de 2004. A base de clientes aumentou 3,6%, passando de 788,2 mil em junho de 2003 para 817,0 mil em junho de 2004. Em abril de 2003 ocorreu a primeira Revisão Tarifária Periódica da Companhia, através da Resolução ANEEL nº 200, com um reposicionamento de 11,49% e fator X de 1,78%. Além disso, no primeiro semestre de 2004 houve uma reversão total de R$ 13,9 milhões de receitas da recomposição tarifária e da energia livre provenientes do racionamento. Esta reversão ocorre pelo fato de a perda de receita com o racionamento homologada pela ANEEL, do distribuidor e do gerador, ter sido reconhecida contábil e integralmente pela COSERN em Dezembro de 2001 como receita daquele exercício. Desse modo, a receita corrente relacionada à perda de receita do racionamento, proveniente da aplicação dos percentuais de 2,9% e 7,9% sobre as contas de energia dos consumidores, que ocorrerá ao longo de oito anos, a partir de dezembro de 2001, é revertida (deduzida) da receita corrente de fornecimento face ao reconhecimento contábil mencionado.

As deduções da receita bruta no primeiro semestre de 2004 aumentaram R$ 27,5 milhões, ou 41,5% em relação ao mesmo período de 2003, passando de R$ 66,2 milhões para R$ 93,7 milhões. Este aumento foi impactado principalmente pelo aumento da receita bruta e pela alteração na cobrança da Cofins ocorrida durante fevereiro de 2004. As deduções relativas a Cofins saltaram 134,0% na comparação entre os primeiros seis meses de 2003 e 2004. Como resultado, a receita líquida aumentou R$ 54,1 milhões, ou 25,9%, no primeiro semestre de 2004, passando de R$ 209,0 milhões para R$ 263,1 milhões.

Custo da energia vendida e dos serviços prestados

Composição dos custos
R$ mil

	2004	**2003**	***Variação***
Custo do serviço de energia elétrica	(137.128)	(147.608)	*-7,1%*
Custo com energia elétrica	(121.522)	(93.449)	*30,0%*
Energia elétrica comprada para revenda	(97.505)	(77.564)	*25,7%*
Encargos do uso do sistema de transmissão	(24.007)	(15.885)	*51,1%*
Energia livre racionamento	(10)	-	*n/m*
Custo de operação	(15.606)	(54.159)	*-71,2%*
Custo do serviço prestado a terceiros	(380)	-	*n/m*
Custo total dos produtos vendidos e dos serviços prestados	**(137.508)**	**(147.608)**	*-6,8%*

O custo dos produtos vendidos e dos serviços prestados sofreu redução de 6,8% no 1º semestre de 2004 em comparação ao mesmo período de 2003, passando de R$ 147,6 milhões para R$ 137,5 milhões. A redução no custo dos serviços prestados foi conseqüência da queda de R$ 38,6 milhões, ou 71,2%, no custo de operação. Esta queda, por sua vez, foi causada pela reversão total da provisão para devedores duvidosos constituída para a CAERN, cuja dívida foi repactuada e outras reversões de provisões constituídas para o Poder Público Municipal, provenientes da intensificação das ações de cobrança. O principal componente da estrutura de custos da

Companhia é o custo com a energia elétrica, que aumentou em R$ 28,1 milhões, ou 30%, no primeiro semestre de 2004. Este aumento é reflexo do reajuste dos preços da energia comprada por meio dos contratos iniciais, bem como pelo preço da nova energia contratada em função da liberação dos contratos iniciais e adquirida por meio de leilão. Estes reajustes estão em linha com os contratos estabelecidos.

Despesas/Receitas operacionais

As despesas operacionais, excluindo o resultado financeiro, somaram R$28,5 milhões no primeiro semestre de 2004, o que representou um acréscimo de 23,8% em relação às despesas de R$23 milhões, incorridas no primeiro semestre de 2003. O principal motivo do aumento das despesas operacionais foi uma elevação de R$10,4 milhões nas despesas com vendas, que passaram de R$1,1 milhão no primeiro semestre de 2003 para R$11,5 milhões no primeiro semestre de 2004. Como percentual da receita líquida, as despesas com vendas aumentaram de 0,5% para 4,4%. O maior valor das despesas no primeiro semestre de 2004 quando comparada com o primeiro semestre de 2003 está relacionado com os seguintes fatores: (i) reversão em 2002 de perda operacional no valor de R$6,840 milhões provisionada em 2001, em virtude de regularização de diferença verificada por ocasião da implantação do Sistema Informático Comercial-SIC em relação ao que constava do sistema corporativo SAP. Expurgado o valor da reversão, as despesas com vendas seriam de R$7,927 milhões no primeiro semestre de 2003, o que representaria um crescimento em 2004 de R$3,598 milhões; e (ii) o reconhecimento pela ANEEL dos custos que a COSERN incorreu com o racionamento durante o período de sua vigência. Conforme autorização da ANEEL, esses custos passaram a ser recuperados via tarifa com correspondente lançamento das despesas reconhecidas no respectivo mês. Em contrapartida, as despesas gerais e administrativas contribuíram para a queda das despesas operacionais, apresentando uma redução de 22,5% em relação ao primeiro semestre de 2003, passando de R$ 21,9 milhões para R$ 17,0 milhões. A redução das despesas gerais e administrativas ocorreu principalmente em função de redução na despesa com pessoal, devido a pagamento de contencioso trabalhista realizado em março de 2003.

EBITDA

Devido ao conjunto dos fatores mencionados acima, o EBITDA da Companhia aumentou em R$ 60,0 milhões, ou 111,0%, passando de R$ 54,1 milhões no primeiro semestre de 2003 para R$ 114,0 milhões no primeiro semestre de 2004. A margem EBITDA passou de 25,9% no primeiro semestre de 2003 para 43,3% no primeiro semestre de 2004, um acréscimo de 17,5%.

Resultado financeiro

O resultado financeiro da Companhia nos primeiros seis meses de 2004 foi positivo em R$ 145 mil, representando um aumento de R$ 12,4 milhões em relação às despesas financeiras líquidas de R$ 12,3 milhões apresentado no mesmo período de 2003. Este resultado é explicado em função da redução do endividamento total da Companhia, que passou de R$ 502,9 milhões em 30 de junho de 2003 para R$ 438,4 milhões em 30 de junho de 2004, além da queda acentuada no custo da dívida, principalmente devido àquela atrelada ao CDI. As receitas financeiras somaram R$ 31,4 milhões no primeiro semestre de 2004, contra R$ 32,7 milhões no mesmo período de 2003, o que significou uma redução de 3,8%. As despesas financeiras foram reduzidas em R$ 13,7 milhões, ou 30,5%, passando de R$ 45,0 milhões no primeiro semestre de 2003 para R$ 31,3 milhões no mesmo período de 2004. As reduções verificadas nas receitas e despesas financeiras foram ocasionadas principalmente

pela redução do endividamento e pela desvalorização da moeda estrangeira em relação ao real no período. A receitas líquidas com variações cambiais e *swap* foram de R$ 886 mil no primeiro semestre de 2004, representando um decréscimo de 74,5% em relação ao resultado positivo de R$ 3,5 milhões do primeiro semestre de 2003.

Lucro ou prejuízo do exercício

O lucro líquido até 30 de junho de 2004 foi de R$ 63,5 milhões, um aumento de 276,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, quando o lucro líquido foi de R$ 16,8 milhões.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003 comparado com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002

Receita bruta e receita líquida

Composição da Receita Bruta
R$ mil

	2003	**2002**	***Variação***
Fornecimento de energia elétrica	602.722	481.143	*25,3%*
Suprimento de energia elétrica - MAE	146	44.749	*-99,7%*
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	493	305	*61,6%*
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	23.357	14.057	*66,2%*
(Reversão) receita da recomposição tarifária do racionamento	(20.628)	4.387	*n/m*
(Reversão) receita da energia livre racionamento	(4.159)	4.237	*n/m*
Outras receitas operacionais	7.994	5.367	*48,9%*
Receita bruta operacional	**609.925**	**554.245**	*10,0%*
Deduções da receita operacional	(142.368)	(114.707)	*24,1%*
Receita operacional líquida	**467.557**	**439.538**	*6,4%*

A receita bruta de vendas e serviços aumentou 10,0% em 2003 em comparação a 2002, passando de R$ 554 milhões para R$ 610 milhões. Este aumento de R$ 56 milhões foi influenciado principalmente pelo crescimento de mercado, pela redução do índice de perdas e pelo processo de revisão tarifária. O principal componente da receita bruta é o fornecimento de energia elétrica, que representou 98,8% do total da receita de 2003 e que apresentou um crescimento de 25,3% em relação a 2002, passando de R$ 481 milhões para R$ 603 milhões. O aumento foi resultado da combinação do incremento do número de clientes, do aumento do consumo de energia per capita e da revisão tarifária, que ocorreu em abril de 2003. A base de clientes aumentou 4,07%, passando de 772,7 mil em dezembro de 2002 para 804,1 mil em dezembro de 2003. O consumo de energia por consumidora cresceu 5,4%, evoluindo de 3,5 MWh, em 2002, para 3,7 MWh, em 2003. O efeito conjugado do incremento do número de clientes e do consumo per capita resultou num crescimento de mercado correspondente a 9,7% em 2003, em relação a 2002. Em abril de 2003 ocorreu a primeira Revisão Tarifária Periódica da Companhia, através da Resolução ANEEL nº 200, com um reposicionamento de 11,49% e fator X de 1,78%. Vale ressaltar ainda que, em 2003, as receitas provenientes do MAE foram insignificantes em relação às de 2002, em virtude do fim do racionamento. Além disso, houve uma reversão total de R$ 25 milhões de receitas da recomposição tarifária e da energia livre provenientes do racionamento. Esta reversão ocorreu devido ao reconhecimento contábil, em dezembro de 2001, da totalidade da receita apurada como perda por ocasião do racionamento.

As deduções da receita bruta em 2003 aumentaram R$ 28 milhões, ou 24,1% em relação a 2002, passando de R$ 115 milhões para R$ 142 milhões. Este aumento ocorreu em linha com o aumento da receita de fornecimento de energia elétrica. Como resultado, a receita líquida aumentou R$ 28 milhões, ou 6,4%, em 2003, passando de R$ 440 milhões para R$ 468 milhões.

Custo da energia vendida e dos serviços prestados

Composição dos custos
R$ mil

	2003	**2002**	***Variação***
Custo do serviço de energia elétrica	(319.630)	(304.693)	*4,9%*
Custo com energia elétrica	(206.705)	(194.118)	*6,5%*
Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)	(159.953)	*8,2%*
Encargos do uso do sistema de transmissão	(33.672)	(29.928)	*12,5%*
Energia livre racionamento	-	(4.237)	*-100,0%*
Custo de operação	(112.925)	(110.575)	*2,1%*
Custo do serviço prestado a terceiros	(2.423)	(630)	*284,6%*
Custo total dos produtos vendidos e dos serviços prestados	**(322.053)**	**(305.323)**	*5,5%*

O custo dos produtos vendidos e dos serviços prestados aumentou 5,5% em 2003 em comparação a 2002, passando de R$ 305 milhões para R$ 322 milhões. O principal componente da estrutura de custos da Companhia é o custo com a energia elétrica, que representou cerca de 65% do custo total em 2003 e que foi 6,5% superior ao registrado em 2002, reflexo do reajuste dos preços da energia comprada por meio dos contratos iniciais, bem como pelo preço da nova energia contratada em função da liberação dos contratos iniciais e adquirida por meio de leilão. Estes reajustes estão em linha com os contratos estabelecidos.

Despesas/Receitas operacionais

As despesas operacionais, excluindo o resultado financeiro, somaram R$ 51 milhões em 2003, o que representou uma redução de 23,2% em relação às despesas de R$ 66 milhões verificadas em 2002. O principal motivo da queda das despesas operacionais foi uma queda de 50,3% nas despesas com vendas, que passaram de R$ 24 milhões em 2002 para R$ 12 milhões em 2003. Como percentual da receita líquida, as despesas com vendas foram reduzidas de 5,6% para 2,6%. Esta queda foi resultado de reversão de perda operacional provisionada em 2002. Além disso, as despesas gerais e administrativas também contribuíram para a queda das despesas operacionais, apresentando uma redução de 7,2% em relação a 2002, passando de R$ 41 milhões para R$ 38 milhões. A redução das despesas gerais e administrativas ocorreu em função de redução generalizada em todas as rubricas.

EBITDA

Devido ao conjunto dos fatores mencionados acima, o EBITDA da Companhia aumentou em R$ 29 milhões, ou 29,5%, passando de R$ 98 milhões em 2002 para R$ 127 milhões em 2003. A margem EBITDA passou de 22,3% em 2002 para 27,2%, um incremento de 4,9%.

Resultado financeiro

O resultado financeiro da Companhia em 2003 (excluindo a provisão de juros sobre capital próprio) foi de R$ 15 milhões negativos, representando uma redução de R$ 4 milhões em relação ao resultado financeiro de R$ 19 milhões apresentado em 2002. Este resultado é explicado principalmente em função da redução do custo da dívida e do endividamento líquido da Companhia, que passou de R$ 518 milhões em 2002 para R$ 443 milhões em 2003. As receitas financeiras, provenientes das rubricas Recomposição Tarifária e Contas a Receber de Controladora, somaram R$ 140 milhões em 2003, contra R$ 164 milhões em 2002, o que significou uma redução de 14,2%. As despesas financeiras foram reduzidas em R$ 27 milhões, ou 15%, passando de R$ 183 milhões em 2002 para R$ 140 milhões em 2003. A redução nas receitas e nas despesas, além do motivo principal mencionado acima, está relacionada às operações de *swap* e à variação cambial.

Lucro ou prejuízo do exercício

O lucro líquido em 2003, de R$ 58 milhões, aumentou em 88,3% em relação aos R$ 31 milhões do ano anterior. A margem líquida apurada em 2003 foi de 12,4% contra 7,0% em 2002.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2002 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2001

Receita bruta e receita líquida

Composição da Receita Bruta
R$ mil

	2002	**2001**	***Variação***
Fornecimento de energia elétrica	481.143	386.976	*24,3%*
Suprimento de energia elétrica – MAE	44.749	28.300	*58,1%*
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	305	-	*n/m*
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	14.057	-	*n/m*
(Reversão) receita da recomposição tarifária do racionamento	4.387	115.830	*-96,2%*
(Reversão) receita da energia livre racionamento	4.237	29.677	*-85,7%*
Outras receitas operacionais	5.367	3.307	*62,3%*
Receita operacional bruta	**554.245**	**564.090**	*-1,7%*
Deduções da receita operacional	(114.707)	(88.820)	*29,1%*
Receita operacional líquida	**439.538**	**475.270**	*-7,5%*

Em 2002, a receita bruta de vendas e serviços da Companhia apresentou uma redução de 1,7% em comparação à receita de 2001, passando de R$ 564 milhões para R$ 554 milhões. Esta redução se deu principalmente em função da receita da recomposição tarifária do racionamento contabilizada em 2001, no valor de R$ 116 milhões. Esta receita não recorrente foi resultado do plano emergencial de racionamento. Considerando apenas a receita de fornecimento de energia elétrica, principal componente das receitas da Companhia, que representou 86,8% da receita total de 2002, houve um incremento de R$ 94 milhões, ou 24,3%, em relação a 2001. A receita de fornecimento passou de R$ 387 milhões em 2001 para R$ 481 milhões em 2002. Este aumento é

decorrente do fim do período de racionamento em março de 2002. Vale ainda notar que em 2002 houve uma receita de subvenção à baixa renda no montante de R$ 14 milhões. Esta receita é proveniente de diferença de tarifa da classe residencial normal em relação à classe residencial baixa renda. A diferença de receita apurada a partir da aplicação da tarifa diferenciada à classe residencial baixa renda é subvencionada, a fundo perdido, a partir de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR).

As deduções da receita bruta em 2002 aumentaram R$ 26 milhões, ou 29,1% em relação a 2001, passando de R$ 89 milhões para R$ 115 milhões. Como resultado, a receita líquida em 2002 foi reduzida em R$ 35 milhões, ou 7,5%, passando de R$ 475 milhões para R$ 440 milhões.

Custo da energia vendida e dos serviços prestados

Composição dos custos
R$ mil

	2002	**2001**	***Variação***
Custo do serviço de energia elétrica	(304.693)	(270.280)	*12,7%*
Custo com energia elétrica	(194.118)	(204.109)	*-4,9%*
Energia elétrica comprada para revenda	(159.953)	(148.319)	*7,8%*
Encargos do uso do sistema de transmissão	(29.928)	(26.113)	*14,6%*
Energia livre racionamento	(4.237)	(29.677)	*-85,7%*
Custo de operação	(110.575)	(66.171)	*67,1%*
Custo do serviço prestado a terceiros	(630)	(165)	*281,8%*
Custo total dos produtos vendidos e dos serviços prestados	**(305.323)**	**(270.445)**	*12,9%*

O custo dos produtos vendidos e dos serviços prestados aumentou 12,9% em 2002 em comparação a 2001, passando de R$ 270 milhões para R$ 305 milhões. O principal componente da estrutura de custos da Companhia é o custo do serviço de energia elétrica, e este aumento é reflexo do aumento do fornecimento de energia aos consumidores. Excluindo-se a receita extraordinária de 2001 em função do racionamento, o custo dos produtos vendidos em função da receita líquida seria de 75,2%, contra 69,5% em 2002. Na mesma hipótese, a margem bruta seria de 24,8% em 2001, contra 30,5% em 2002.

Despesas/Receitas operacionais

As despesas operacionais, excluindo o resultado financeiro, somaram R$ 66 milhões em 2002, o que representou um aumento de 7,0% em relação às despesas de R$ 62 milhões incorridas em 2001. O principal motivo do aumento das despesas operacionais foi um incremento de 21,4% nas despesas com vendas, que passaram de R$ 20 milhões em 2001 para R$ 24 milhões em 2002. Como percentual da receita líquida ajustada (excluindo-se a receita extraordinária de R$ 116 milhões em 2001), as despesas com vendas se mantiveram constantes em 5,6%. Nos períodos analisados, não houve incremento nas despesas gerais e administrativas, que se mantiveram constantes em R$ 41 milhões. Como percentual da receita líquida ajustada, as despesas gerais e administrativas diminuíram 2,1%. em 2002, comparadas a 2001, passando de 11,5% para 9,4%.

EBITDA

O EBITDA da Companhia sofreu uma redução de R$ 72 milhões, ou 42,4%, passando de R$ 170 milhões em 2001 para R$ 98 milhões em 2002, principalmente devido à não recorrência da receita extraordinária de recomposição tarifária do racionamento. Excluindo-se essa receita extraordinária em 2001, o EBITDA teria sido de R$ 55 milhões. Nesse caso, o EBITDA de 2002 seria 79,7% superior ao de 2003. A margem EBITDA ajustada de 2001 seria de 15,5%, contra uma margem de 22,3% em 2002.

Resultado financeiro

O resultado financeiro da Companhia em 2002 (excluindo a provisão de juros sobre capital próprio) foi de R$ 19 milhões negativos, representando um aumento de R$ 13 milhões em relação ao resultado financeiro de R$ 6 milhões apresentado em 2001. Este resultado é explicado em função da captação de novos empréstimos pela Companhia, para fazer frente à necessidade de caixa em função de vendas abaixo do esperado, do não recebimento de aproximadamente R$82 milhões de créditos do MAE, decorrentes de venda de energia, e do plano de investimentos de 2002. Como conseqüência, o endividamento líquido da Companhia passou de R$ 349 milhões em 2001 para R$ 518 milhões em 2002. As receitas financeiras somaram R$ 164 milhões em 2002, contra R$ 60 milhões em 2001, o que significou um aumento de 174,8%, em função de resultado de *swap*, que foi positivo em R$109 milhões em 2002. As despesas financeiras aumentaram R$ 117 milhões, ou 177,3%, passando de R$ 66 milhões em 2001 para R$ 183 milhões em 2002, em função de variação cambial e encargos de dívida.

Lucro ou prejuízo do exercício

O lucro líquido em 2002 diminuiu em 70,2% em relação ao ano anterior, passando de R$ 103 milhões para R$ 31 milhões. A margem líquida reduziu de 21,7% em 2001 para 7,0% em 2002.

Liquidez e Recursos Financeiros

As principais necessidades de liquidez e recursos financeiros da Cosern incluem as seguintes:

i) dispêndios de capital para manutenção, desenvolvimento e expansão da rede de distribuição de energia elétrica;

ii) serviço da dívida;

iii) pagamentos de certos passivos relevantes por impostos federais gerados em exercícios anteriores;

iv) custos e despesas para a condução das operações;

v) repasse às geradoras da energia livre do período do racionamento; e

vi) pagamentos de dividendos e demais distribuições aos acionistas.

As principais fontes e liquidez de recursos financeiros da Companhia são:

i) recursos gerados pelas operações;

ii) recursos provenientes da Recomposição Tarifária Extraordinária relativa ao período de racionamento de energia;

iii) recursos captados junto a instituições financeiras públicas federais e estaduais;

iv) recursos captados junto a instituições financeiras do setor privado; e

v) recursos provenientes da subvenção econômica do Governo Federal para os consumidores da classe residencial baixa renda.

A arrecadação bruta obtida nos primeiros seis meses de 2004, de R$346 milhões, aumentou 13,43% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R$305 milhões. A geração de caixa no primeiro semestre de 20004, calculada como a arrecadação bruta menos tributos e despesas operacionais, foi, portanto, de R$89 milhões, ou 26% da arrecadação bruta.

A Cosern gerou R$114 milhões em EBITDA nos primeiros seis meses de 2004, contra R$54 milhões no mesmo período de 2003. A Companhia acredita dispor de geração de caixa e fontes de financiamento suficientes para a continuidade do exercício de suas atividades, incluindo a cobertura de sua necessidade de capital de giro. Em 30 de junho de 2004, a Companhia contava com um saldo de contas a receber de consumidores de curto e longo prazo de R$135 milhões. Deste total, R$76 milhões, ou 55,7%, correspondiam a saldos vincendos e R$ 60 milhões, ou 44,3%, correspondiam a saldos vencidos, que por sua vez estavam divididos em R$26 milhões, ou 42,9%, vencidos há até noventa dias e R$34 milhões, ou 57,1%, vencidos há mais de noventa dias.

A Companhia experimentou um período de dificuldades de cobrança de alguns consumidores do setor público até março de 2004, quando então renegociou os valores vencidos com a CAERN e o Poder Público Municipal, que hoje se encontram contabilizados como títulos a receber. O saldo de títulos a receber em 30 de junho de 2004 totalizava R$181 milhões milhões, dos quais R$167 milhões, ou 92,3%, eram títulos vincendos e R$14 milhões, ou 7,7%, eram títulos vencidos. Do total de créditos, R$27 milhões estavam contabilizados no ativo circulante e R$154 milhões estavam contabilizados no realizável a longo prazo.

As provisões para créditos de liquidação duvidosa são constituídas de acordo com a norma do Manual de contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber. Em 31 de março de 2004, a provisão para créditos de liquidação duvidosa somava R$24 milhões.

Com relação ao Acordo Geral do Setor Elétrico, celebrado entre a ANEEL, a CGCE, as geradoras e a distribuidoras de energia em dezembro de 2001, foi estabelecida a Recomposição Tarifária Extraordinária ("RTE"), através do incremente de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural, e 7,9% para as demais classes consumidoras. A ANEEL fixou o prazo máximo de permanência do adicional tarifário para a RTE nas tarifas de 105 meses, contados a partir de dezembro de 2001. Posteriormente, esse prazo foi alterado para 102 meses. Em 30 de junho de 2004, a Cosern contabilizava em seu ativo R$ 138 milhões relativos à RTE, dos quais R$22 milhões estavam classificados no circulante e R$ 115 no realizável a longo prazo.

Além da RTE, o Acordo Geral do Setor Elétrico previu também a compensação aos geradores pela energia livre, que foi a energia injetada no sistema elétrico durante o período de racionamento que não estava prevista nos contratos iniciais nem em contratos bilaterais. Estes valores devem ser repassados durante a vigência da RTE, sendo calculadas como a aplicação de 18,2% sobre a arrecadação da RTE. Em 30 de junho de 2004, a Companhia contabilizava R$ 37 milhões em seu ativo relacionados à parcela a ser cobrada dos consumidores via RTE a ser repassada aos geradores. O valor referente ao repasse de recursos às geradoras contabilizado no passivo da Companhia na mesma data totalizava R$ 34 milhões. O efeito do repasse de recursos para as geradoras, portanto, é próximo de nulo.

A Cosern mantém em seu ativo imobilizado o benefício fiscal do ágio incorporado relativo à aquisição do direito de concessão delegado pelo poder público. O ágio tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão, e está sendo amortizado pelo período remanescente da concessão desde dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais e segundo projeções anuais de rentabilidade futura, como determina a legislação da ANEEL sobre o tema. Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor de R$174 milhões estava contabilizado em seu ativo em 30 de junho de 2004, sendo R$10 milhões no circulante e R$ 164 milhões no realizável a longo prazo.

Em 31 de março de 2003, a Cosern realizou a alienação das ações da Termoaçu para a Guaraniana, pelo valor de R$ 182 milhões. Naquela data, a Companhia registrou baixa no investimento de R$ 151 milhões referentes às ações alienadas, no ativo circulante de R$ 147 mil relativos aos custos iniciais e R$ 32 milhões no diferido, decorrentes dos encargos financeiros relacionados com os recursos repassados ou aportados no projeto, não sendo contabilizado lucro nesta transação. Durante o primeiro trimestre de 2004, conforme previsto no respectivo contrato de compra e venda, a Guaraniana liquidou seu débito junto à Cosern.

Em 30 de junho de 2004, o endividamento total da Cosern junto a instituições financeiras somava R$438 milhões, considerando encargos da dívida de R$8 milhões, a parcela de curto prazo de R$258 milhões (incluindo R$9 milhões de ajuste de *swap*) e R$ 172 milhões no exigível de longo prazo. Naquela data, os empréstimos em moeda local correspondiam a: R$273 milhões, ou 62,2% do total, dos quais R$62 milhões correspondiam a linhas de capital de giro tomadas junto a instituições financeiras com vencimento em 2004 e 2005; R$108 milhões, ou 39,2% do total, correspondiam a linhas de financiamento para investimentos, tomados junto ao BNDES e à Eletrobrás, sendo uma parte desses recursos parcelados pelo Banco do Brasil, com vencimento final em 2014; e R$ 106 milhões referentes ao adiantamento dos recursos da RTE realizado via BNDES, com prazo de vencimento igual ao da vigência da tarifa extraordinária, terminando em 2010. Os

empréstimos em moeda estrangeira somavam R$157 milhões, ou 37,8% do total, referentes a adiantamentos de contratos de câmbio com vencimentos no curto prazo, já incluindo um ajuste de R$9 milhões para operações de *swap* de taxas para reais. Até 30 de junho de 2004, a Cosern saldou R$67 milhões relativos a empréstimos, financiamentos e encargos sobre a dívida, tendo realizado a captação de R$62 milhões adicionais para a cobertura de sua necessidade de caixa.

Com relação aos empréstimos e financiamentos, a Cosern está sujeita a certos *covenants* de desempenho e de nível de alavancagem. Os *covenants* contratados com o WestLB estão sendo cumpridos. Os *covenants* contratados com o BNDES não estão sendo cumpridos pela Companhia. Estes *covenants* são Patrimônio Líquido / Ativo Total > 50% e Endividamento Financeiro Líquido / Patrimônio Líquido < 40%. Em 31 de dezembro de 2003, os índices apresentados pela Companhia para estes *covenants* eram 44,2% e 81,5%, respectivamente. Em 4 de agosto de 2004, foi celebrado entre a Cosern e os Agentes Financeiros aditivo ao Contrato BNDES/FINEM, prevendo novos *covenants*, que para produzir efeitos atualmente depende de autorização do BNDES. Com relação à política de *hedge*, visando se proteger de efeitos negativos que eventuais oscilações significativas nas cotações das moedas teriam sobre seu passivo em moeda estrangeira, com reflexo negativo sobre o resultado e o fluxo de caixa, a Companhia estabeleceu rigorosa política para todas as suas operações em moeda estrangeira, firmando contratos de *swap* com fim de se proteger dos referidos efeitos das variações cambiais.

Empréstimos e financiamentos em 31/12/2003

	Encargos	Circulante	Longo Prazo	Total	Custo	Vcto. final	% *total*
Moeda nacional							
Capital de giro	**3.435**	**58.246**	**-**	**61.681**			***13,7%***
Itaú	228	15.594	-	15.822	CDI +2,5% / 112% CDI	2004	*3,5%*
Santander	3.207	42.652	-	45.859	CDI +2,26%	2004	*10,2%*
Investimentos	**575**	**28.747**	**77.768**	**107.090**			***23,7%***
BNDES	200	12.485	37.526	50.211	TJLP + 4,5%	2008	*11,1%*
Banco do Brasil	346	15.374	35.412	51.132	IGP-M/TJLP + 10,136%	2014	*11,3%*
Eletrobás	29	888	4.830	5.747	6 a 12% a.a.	2013	*1,3%*
Emergencial	**721**	**8.894**	**94.161**	**103.776**			***23,0%***
BNDES	721	8.894	94.161	103.776	SELIC + 1%	2010	*23,0%*
Total moeda nacional	**4.731**	**95.887**	**171.929**	**272.547**			***60,4%***
Moeda estrangeira							
Capital de giro	**3.707**	**153.002**	**-**	**156.709**			***34,7%***
WestLB	3.204	68.603	-	71.807	65% CDI	2004	*15,9%*
Itaú	496	62.366	-	62.862	102,45% CDI	2004	*13,9%*
Bradesco	7	22.033	-	22.040	2,7% a.a.	2004	*4,9%*
Ajuste Swap	**-**	**9.155**	**-**	**9.155**		2004	***2,0%***
Total moeda estrangeira	**3.707**	**162.157**	**-**	**165.864**			***36,8%***
Total	**8.438**	**258.044**	**171.929**	**438.411**			***97,1%***

Cronograma de vencimento da dívida em 30/06/2004	
Curto prazo	266.482
2005	17.172
2006	34.344
2007	34.329
2008	27.811
2009	21.303
Após 2009	36.970
Total	**438.411**

A Cosern registrou os tributos e contribuições sociais calculados sobre a receita de RTE com como o valor da contribuição social sobre o lucro calculados sobre o saldo da correção monetária complementar, a ser depreciado, bem como sobre a variação cambial de contratos em moeda estrangeira. Em 30 de junho de 2004, o valor total de tributos e contribuições diferidos somava R$68 milhões, dos quais R$13 milhões estavam classificados no passivo circulante e R$ 56 milhões no exigível a longo prazo.

Durante os primeiros seis meses de 2004, a Cosern investiu R$26 milhões, aplicados na melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento elétrico e dos serviços prestados aos clientes, contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Norte. O investimento apresentou um crescimento de 13% em relação ao mesmo período de 2003, quando foram investidos R$23 milhões. Além disso, conforme já descrito acima, em 2003 a Cosern realizou a alienação de sua participação no projeto da Termoaçu, sendo que a Companhia não terá mais necessidade de investimentos adicionais no projeto. A Companhia prevê realizar investimentos da ordem de R$195 milhões no período de 2004 a 2008, incluindo investimentos em projetos especiais, tais como o Programa de Eletrificação Luz no Campo, da Rede Básica, de Normas e Padrões, de Pesquisa e Desenvolvimento e do Programa de Universalização do Fornecimento de Energia; expansão da rede; e novas ligações, entre outros. Parte dos recursos para a realização destes investimentos é proveniente de empréstimos subsidiados repassados pelo Governo Federal e pelo Governo do Estado do Rio Grande do Norte, sendo que a Cosern está condicionando a realização de parte dos investimentos à disponibilidades destes recursos.

O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A Indústria Brasileira de Energia Elétrica

Histórico

Até a metade da década de 90, os serviços de energia elétrica eram explorados quase que exclusivamente por empresas estatais, as quais gozavam de monopólio sobre as respectivas áreas de atuação. Os preços, volumes de fornecimento e demais condições econômicas de tal exploração eram sujeitos a estrito controle regulamentar.

No entanto, já no início dos anos 90 esse modelo entrara em crise. Em 1993, o sistema elétrico brasileiro aproximara-se da falência, quando o Governo Federal foi chamado a assumir um passivo da ordem de US$ 26 bilhões em dívidas e a conceder um aumento real nas tarifas da ordem de 70%.

A partir disso, o Governo Federal concebeu um novo modelo institucional para o setor elétrico, com vistas a (i) transferir, do Estado à iniciativa privada, o ônus dos investimentos necessários à expansão da oferta de energia e (ii) garantir um suprimento confiável de eletricidade à população com o menor custo possível. Os princípios que orientaram esse modelo institucional foram: (i) separação (societária ou contábil) dos ativos vinculados aos serviços de energia nas atividades distintas de geração, transmissão, distribuição e comercialização; (ii) privatização dos ativos sob controle estatal; e (iii) introdução da concorrência nas atividades de geração e comercialização.

Durante a década de 90, 19 companhias de distribuição de energia e 3 companhias de geração foram privatizadas no âmbito do Programa Nacional de Desestatização, criado pela Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990. Dentre as 19 companhias de distribuição privatizadas, 17 eram companhias estaduais, enquanto duas pertenciam à União.

O Governo Federal, por meio da Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás, possui ainda 5 subsidiárias regionais, responsáveis pela geração e/ou transmissão da eletricidade no Norte, Nordeste, Sudeste e Sul do Brasil. São elas: (i) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte, (ii) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, (iii) Furnas Centrais Elétricas S.A. – Furnas, (iv) Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE e (v) Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A – Eletrosul. A Eletrobrás tem ainda como subsidiária a Eletrobrás Termonuclear S/A – Eletronuclear, empresa criada a partir da cisão de Furnas. As linhas de transmissão de alta tensão remanescentes são de propriedade de companhias dos governos estaduais, municipais, ou de empresas privatizadas.

Os processos de privatização das empresas geralmente implicaram a sua desverticalização, ou seja, a separação dos seus sistemas e atividades de geração, transmissão e distribuição de energia.

A fim de fomentar a concorrência na geração e na comercialização, foram instituídos novos elementos e estruturas no mercado, tais como: a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, o Mercado Atacadista de Energia - MAE, o Consumidor Livre, o Produtor Independente, o Agente de Comercialização. Foram também definidas novas regras para o Autoprodutor (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico”).

Estabeleceu-se que a comercialização de energia entre as empresas do setor passaria a dar-se em condições livremente negociadas, após uma fase de transição, prevista para durar até o final do ano de 2005, durante a qual a maior parte da energia comercializada no mercado ficaria sujeita aos Contratos Iniciais: contratos de fornecimento de energia elétrica firmados entre geradores e distribuidores, conforme determinação dos órgãos de planejamento do setor elétrico, cujas tarifas e volumes de energia são homologados pela ANEEL.

Em reunião realizada em 8 de maio de 2001, o CNPE reconheceu que o sistema elétrico brasileiro entrara em uma crise de oferta, a qual tornou-se insuficiente para assegurar o atendimento total da demanda nas regiões sudeste, centro-oeste e nordeste do Brasil em condições normais de consumo. A crise energética foi desencadeada por diversos fatores, dentre os quais destacam-se: (i) aumento acelerado do consumo de energia; (ii) ausência de investimentos públicos ou privados na implantação de instalações de transmissão de energia elétrica e geração acima dos valores dos Contratos Iniciais; e (iii) volume de chuvas significativamente abaixo das médias históricas no segundo semestre de 2000 e no primeiro semestre de 2001. Para enfrentar a crise, o Governo Federal tomou diversas medidas, entras as quais destacam-se:

i) criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica ("GCE"), órgão colegiado de caráter transitório, composição eminentemente política (entre seus membros havia diversos ministros de Estado) e competência normativa abrangente, com o objetivo de propor e implementar medidas para superar a crise energética;

ii) instituição do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, destinado a promover a compatibilização da demanda de energia com a oferta, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia, determinando inclusive a imposição de metas, inicialmente para os usuários das regiões sudeste, centro-oeste, e nordeste, no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002; a partir de agosto de 2001 a restrição de consumo passou a atingir também a região norte do país; embora a região sul não tenha sido incluída no programa, foram adotadas iniciativas em nível regional visando à redução das médias de consumo de energia elétrica; e

iii) instituição do Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica, compreendendo uma série de medidas propostas pela GCE com o objetivo de propiciar o aumento da oferta de energia.

A crise energética gerou intensa controvérsia entre geradores e distribuidores a respeito das conseqüências comerciais e financeiras do racionamento de energia, tendo em vista as disposições contratuais (i) do Anexo V - "Redução da Energia Contratada em Situação Hidrológica Crítica" dos Contratos Iniciais e (ii) do Acordo de Recompra, acordo multilateral entre geradores e distribuidores. Sustentavam os distribuidores que, por efeito do Anexo V, os geradores deveriam lhes pagar aproximadamente R$6,1 bilhões. A controvérsia foi solucionada através do Acordo Geral do Setor Elétrico, celebrado em 18 de dezembro de 2001 entre representantes do Governo Federal, de grandes geradores e de distribuidores. No Acordo Geral do Setor Elétrico foram equacionadas diversas divergências entre o Governo Federal, os geradores e distribuidores a respeito das perdas sofridas pelos agentes com o racionamento, da responsabilidade pelos riscos inerentes à comercialização de energia e dos níveis tarifários previstos nos contratos de concessão celebrados com as distribuidoras.

Em 9 de janeiro de 2002, o Governo Federal anunciou que implementaria várias medidas corretivas da regulamentação do Setor Elétrico. Tais medidas acabariam por atingir diversos aspectos do setor, desde o desenho institucional do Ministério de Minas e Energia, do MAE e do ONS até o preço da energia, passando por novas regras para desverticalização dos agentes do setor e outras questões.

Após a sucessão presidencial, em 1º de janeiro de 2003, o novo Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia ("MME"), passou a elaborar um novo modelo institucional para o setor elétrico, o qual foi concluído em dezembro de 2003. Segundo relatório publicado pelo MME em dezembro de 2003, o novo modelo tem por objetivos principais: (i) aumentar a segurança do suprimento de energia elétrica, (ii) promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente da energia para consumidores regulados e (iii) enfatizar a dimensão social do setor elétrico, por meio de programas como o de universalização do atendimento.

Para implementar esse novo modelo, foram publicadas as Leis n°s 10.847 e 10.848, ambas de 15 de março de 2004. Dentre as principais inovações introduzidas por estas normas destacam-se (i) alteração das regras para comercialização de energia e licitação dos empreendimentos de geração, (ii) reorganização das competências dos órgãos públicos que atuam no setor, (iii) alterações estruturais no MAE (que será substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) e no ONS e (iv) novas obrigações e restrições às atividades empresariais das distribuidoras que operam no Sistema Interligado Nacional – SIN.

No que se refere às formas de contratação de energia, foram modelados dois ambientes: contratação livre e contratação regulada. A contratação livre ocorrerá mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo concessionários e autorizados de geração, comercializadores e importadores de energia elétrica e Consumidores Livres.

A contratação regulada, por sua vez, dar-se-á em licitações de que deverão obrigatoriamente participar, como compradoras de energia, as distribuidoras que atuam no SIN, com vistas a garantir o atendimento à totalidade de seu mercado. A contratação será formalizada por meio de (i) Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ("CCEARs"), de longo prazo, entre cada geradora e todas as distribuidoras participantes da licitação ou (ii) em contratos de suprimento, com prazo máximo de 2 anos, entre uma geradora ou comercializadora e uma distribuidora, para efetuar ajustes não superiores a 5% da carga desta.

Quanto às competências dos órgãos públicos que atuam no setor, destaca-se a maior importância que assume o Poder Executivo: este recebeu competência para definir aspectos fundamentais do novo modelo, incluindo os procedimentos de comercialização, limites de contratação e as garantias a serem prestadas nos contratos celebrados em ambos os ambientes de contratação. O Poder Executivo reafirma também sua titularidade sobre o poder de outorgar concessões e autorizações, ainda que certas atribuições relacionadas ao exercício desse poder sejam delegadas à ANEEL.

Em relação ao ONS, vale ressaltar que sua diretoria passa a ter a maioria de seus membros indicada pelo Poder Executivo e não mais pelos agentes do mercado. O MAE, por sua vez, será substituído pela CCEE, após processo de transição a ser concluído em 90 dias a contar da publicação da regulamentação da Lei n° 10.848/04 pelo Poder Executivo, ocorrida em 30 de julho de 2004 (Decreto n° 5.163/04).

Para as distribuidoras que operam no SIN, a Lei n° 10.848/04 trouxe alterações importantes, entre as quais: (i) impedimento para que elas (a) participem de outras sociedades e (b) exerçam atividades alheias à distribuição de energia, salvo casos previstos em lei ou nos contratos de concessão; (ii) obrigatoriedade de estimar a evolução futura da carga de seu mercado consumidor, garantindo seu atendimento por meio de contratos decorrentes de licitações no ambiente de contratação regulada; e (iii) impossibilidade de reajuste ou revisão dos níveis de tarifas (exceto pelas hipóteses de "revisão extraordinária", previstas nos contratos de concessão), caso fiquem inadimplentes no pagamento da energia contratada no ambiente regulado, ou de determinadas prestações devidas ao Poder Público (ver capítulo Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico").

Aspectos Gerais do Setor Elétrico

Órgãos Reguladores e de Fiscalização

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A ANEEL, autarquia federal sob regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes estabelecidas pelo Governo Federal. A ANEEL sucedeu o extinto DNAEE, que regulava e fiscalizava o setor sob o regime anterior (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico").

Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE

O MAE é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, submetido à regulamentação da ANEEL. Criado pela Medida Provisória nº 29, de 7 de Fevereiro de 2002, convertida na Lei n° 10.433, de 24 de abril de 2002, em substituição à antiga estrutura da ASMAE, o MAE administra (i) um sistema de atribuição, entre seus membros, de montantes de energia elétrica disponíveis no sistema e não vinculados a (ou resultantes de sobras de) contratos de longo prazo no SIN e (ii) a liquidação da contrapartida financeira correspondente a tal atribuição. Devem participar do MAE, obrigatoriamente, (i) titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50MW, exceto os titulares de autorização para autoprodução e cogeração cujas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo e não sejam despachadas centralizadamente pelo ONS; (ii) titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica com mercado igual ou superior a 300GWh/ano; e (iii) titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50MW. Facultativamente, podem participar do MAE: (i) os demais titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração; (ii) os demais titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica; (iii) os demais titulares de autorização para importação ou exportação de energia; e (iv) os Consumidores Livres.

As operações realizadas no MAE são sujeitas a um extenso conjunto de regras, incluindo a Convenção de Mercado, que contempla mecanismo e convenção de arbitragem para solução de divergências entre seus membros relativas às operações nele realizadas.

Os participantes do MAE devem registrar neste mercado os contratos de compra e venda de energia elétrica em que figurem como compradores ou vendedores. A partir dos montantes de energia objeto de contratos registrados, e dos dados relativos à efetiva "retirada" e/ou "disponibilização" de energia no SIN por parte de cada participante, são calculados os montantes de energia que devem ser atribuídos a cada participante. O valor da contrapartida por esses montantes de energia é fixado segundo regras aprovadas pela ANEEL. O MAE contém ainda um mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam seus participantes, decorrentes dos efeitos da otimização centralizada do sistema sobre os níveis de geração de cada usina.

Por força do artigo 5° da Lei n° 10.848/04, o MAE será substituído pela CCEE. O processo de transição deverá ser concluído em até 90 dias contados da publicação do Decreto 5.163/04. Direitos e obrigações resultantes de operações de compra e venda de energia realizadas até a conclusão de tal transição não serão afetados, ficando os bens, recursos e instalações pertencentes ao MAE vinculados àquelas operações até que eles sejam incorporados ao patrimônio da CCEE.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

O ONS foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto n° 5.081, de 14 de maio de 2004.

O ONS é pessoa jurídica de direito privado, constituída sob a forma de associação civil e possuindo os órgãos de uma sociedade anônima, quais sejam, Assembléia Geral, Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal.

A diretoria do ONS é composta por um Diretor Geral e quatro Diretores, em regime de colegiado, sendo três deles, incluindo o Diretor Geral, indicados pelo Poder Concedente, e dois pelos agentes prestadores de serviço.

Os integrantes do ONS são os titulares de concessão, permissão ou autorização e por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e por Consumidores Livres conectados à rede básica. Os membros associados do ONS estão divididos em três categorias, quais sejam, transporte, consumo e produção.

Entre outras atribuições, compete ao ONS: (i) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do SIN; (ii) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos; (iii) a supervisão e controle da operação do SIN e das interligações internacionais; (iv) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso; e (v) a proposição ao Poder Concedente das ampliações de instalações da rede básica, bem como de reforços do SIN, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão.

Para realizar suas atribuições, o ONS deve manter acordo operacional com a CCEE e com a EPE, com objetivo de estabelecer com aquela condições de relacionamento técnico-operacional e de promover com esta elementos e subsídios necessários ao desenvolvimento das atividades relativas ao planejamento do setor elétrico.

Agentes Prestadores de Serviços

A exploração dos serviços e instalações de energia elétrica é regulada a partir da sua divisão entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (incluindo importação e exportação). Cada atividade está sujeita a regras específicas e sua exploração é outorgada de forma independente.

A atividade de geração de energia elétrica é exercida mediante concessão ou autorização. A concessão ou autorização pode prever que a geração será destinada (i) ao atendimento do serviço público de distribuição, (ii) à comercialização, no todo ou em parte, por conta e risco do gerador, neste caso designado "Produtor Independente", ou (iii) ao consumo exclusivo em instalações industriais ou comerciais do gerador, neste caso designado "Autoprodutor", admitida a comercialização de excedentes, mediante autorização da ANEEL.

Aos Produtores Independentes é facultado comercializar a energia que produzirem junto a: (i) empresas concessionárias de serviços de energia elétrica; (ii) Consumidores Livres; (iii) consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial aos quais o Produtor Independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração; (iv) consumidores de energia elétrica em relação aos quais as condições de fornecimento tenham sido previamente ajustadas entre o Produtor Independente e os respectivos concessionários locais de distribuição; e (v) consumidores que tenham solicitado o fornecimento de energia ao concessionário local de distribuição e que tenham demonstrado que o acesso à energia elétrica não lhes foi assegurado pelo concessionário dentro do prazo de 180 dias contados de tal solicitação.

O artigo 5º do Decreto nº 2.655/98 determina que, no caso de privatização de empresa federal detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica para fins de atendimento do serviço público de distribuição, o regime de exploração será alterado, no todo ou em parte, para o de Produtor Independente, o mesmo aplicando-se às empresas sob controle dos Estados, do Distrito Federal ou de Municípios, desde que haja concordância destes.

A transmissão de energia elétrica é em geral explorada mediante concessão. Dentre as instalações e equipamentos de transmissão detidas pelos concessionários, compete à ANEEL selecionar aqueles que devem integrar a rede básica nacional. Atualmente, as instalações integrantes da rede básica são determinadas segundo critérios estabelecidos nas Resoluções nºs 66, de 16 de abril de 1999, 166, de 31 de maio de 2000 e 433, de 10 de novembro de 2000, todas da ANEEL.

As instalações e equipamentos considerados integrantes da rede básica são operados segundo Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão celebrado entre os concessionários de transmissão e o ONS. As demais instalações de transmissão são disponibilizadas diretamente aos distribuidores e demais usuários interessados, contra o pagamento dos encargos correspondentes.

Para ter acesso às instalações da rede básica, as concessionárias de distribuição e demais usuários devem celebrar:

i) Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão com o ONS (agindo na qualidade de representante das concessionárias de transmissão), sujeito à homologação pela ANEEL, estabelecendo as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso das instalações de transmissão; e

ii) Contrato de Conexão com as concessionárias de transmissão, com interveniência do ONS e sujeito à homologação pela ANEEL, estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão e os respectivos encargos.

A distribuição de energia elétrica no SIN é exercida mediante concessão ou permissão. A atividade de distribuição refere-se a uma área de atuação, onde a empresa concessionária ou permissionária do serviço tem o dever de fornecer e comercializar energia elétrica aos consumidores ali situados.

As distribuidoras que atuam no SIN celebraram, conforme determinação dos órgãos de planejamento do setor elétrico, Contratos Iniciais com as geradoras. Contratos Iniciais são contratos de fornecimento de energia elétrica com tarifas e volumes de energia homologados pela ANEEL. De acordo com o artigo 10, II da Lei nº 9.648/98, a partir de 2003 os montantes de energia e de demanda de potência sob Contratos Iniciais vêm sendo gradualmente reduzidos à razão de 25% ao ano (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico"). Em princípio, a energia liberada dos Contratos Iniciais seria livremente negociada no mercado. Entretanto, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, permitiu que os Contratos Iniciais fossem aditados, observados os critérios de prazo e montantes definidos em regulamentação específica. A Lei nº 10.438/02 previu ainda a realização de leilões públicos, em que as concessionárias geradoras de serviço público sob controle federal deveriam comercializar ao menos 50% de sua energia, inclusive o montante liberado dos Contratos Iniciais.

Com a Lei 10.848, de 15 de março de 2004, as distribuidoras passam a ter de garantir atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada. Tal dever deverá ser cumprido a partir de 1° de janeiro de 2005, nos termos do artigo 2°, II, do Decreto n° 5.163/04. Para atender ao prazo previsto neste artigo, os agentes de distribuição não se submeterão a processo de licitação, que passa a ser exigido no ambiente de contratação regulada (artigo 11, §3°, do Decreto n° 5.163/04).

Referida contratação deverá ser formalizada por meio de CCEARs, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição. Estas deverão informar ao Poder Concedente a quantidade de energia necessária para o atendimento integral a seu mercado, que deve estar garantido até 1° de janeiro de 2005 conforme o artigo 2°, II, do Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004.

Para celebração dos CCEARs, as distribuidoras ficam obrigadas também a oferecer garantias a serem definidas em regulamento do Poder Executivo. Além disso, a contratação regulada de energia deverá obedecer o seguinte: (i) para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, o início da entrega da energia deverá ocorrer no ano subseqüente ao da licitação e o prazo de suprimento deverá ser de no mínimo 3 e no máximo 15 anos; e (ii) para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, início de

entrega da energia deverá ocorrer no 3° ou no 5° ano após a licitação e o prazo de suprimento deverá ser de no mínimo 15 e no máximo 35 anos. Excetuam-se destas obrigações as licitações de compra das distribuidoras para ajustes, em percentuais a serem definidos pelo Poder Concedente, que não poderão ser superiores a 5% de suas cargas, cujo prazo máximo de suprimento será de 2 anos.

Acrescente-se que os CCEARs decorrentes de leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes deverão prever a possibilidade de redução dos montantes contratados, a exclusivo critério do agente de distribuição, em razão: (i) do exercício pelos consumidores potencialmente livres (aqueles que, atendidos em qualquer carga, não tenham assumido condição de consumidores livres apesar de atenderem a todos os requisitos para fazê-lo) da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor; (ii) de outras variações de mercado, em que poderá haver, a cada ano, redução de até 4% do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência do contrato, do início de suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e (iii) de acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004.

As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano ficam autorizadas a adquirir energia elétrica do atual agente supridor, com tarifa regulada, ou mediante processo de licitação pública por elas promovido.

Há, finalmente, a figura do agente de comercialização independente, que opera apenas com a compra e venda de energia no Brasil ou no exterior, nos termos de autorização outorgada pela ANEEL.

Contratos Iniciais

Os Contratos Iniciais foram calculados pelo GCOI e homologados pela ANEEL, em agosto de 1998, para as empresas localizadas na região Sul, e em dezembro de 1998, para as empresas localizadas nas regiões norte/nordeste e sudeste/centro-oeste do Brasil. Foram estabelecidos montantes de energia e de demanda de potência para 1999, 2000 e 2001, repetindo para 2002 os mesmos montantes de 2001. De acordo com o artigo 10, II, da Lei nº 9.648/98, a partir de 2003 os montantes de energia e de demanda de potência sob Contratos Iniciais vêm sendo gradualmente reduzidos à razão de 25% ao ano em relação ao montante relativo a 2002. Em princípio, a energia liberada dos Contratos Iniciais seria livremente negociada no mercado. Entretanto, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, permitiu que os Contratos Iniciais fossem aditados, observados os critérios de prazo e montantes definidos em regulamentação específica.

Consumidores

O modelo comercial adotado no Brasil prevê a existência de dois tipos de contratação de energia pelos consumidores: contratação livre e contratação regulada. Os Consumidores Livres têm o direito de escolher seu fornecedor de energia elétrica (devendo pagar, se for o caso, uma tarifa à concessionária local pelo uso do sistema de distribuição). Os demais consumidores são obrigados a adquirir sua energia do concessionário local de distribuição.

Os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69kV e que tenham carga igual ou maior que 3 MW podem optar por adquirir energia de qualquer outro concessionário, permissionário ou autorizado a prestar serviço de energia elétrica no sistema interligado. Da mesma forma, consumidores que se instalaram na área de distribuição de determinada concessionária ou permissionária após julho de 1995 e cuja carga seja igual ou maior que 3 MW, atendidos em qualquer tensão, puderam escolher livremente seu fornecedor. Desde 2003 a ANEEL pode estender, a seu critério, esse direito a outros consumidores com tensão e/ou carga mais baixa (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

A energia elétrica demandada por Consumidores Livres que exercerem a opção de serem atendidos por outro fornecedor é comercializada a preços livremente negociados com o respectivo fornecedor. Para os demais consumidores vigoram as tarifas estabelecidas pelo contrato de concessão celebrado entre a distribuidora e o Poder Concedente.

Exercendo opção de contratação livre, o consumidor deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga mediante contratação com um ou mais fornecedores. Os Consumidores Livres deverão informar ao Poder Concedente a quantidade de energia necessária para atendimento à sua carga.

A distribuidoras de energia não podem vender de energia a Consumidores Livres, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores "cativos", inclusive tarifas e prazos.

De acordo com o artigo 72 do Decreto n° 5.163/04, os agentes de transmissão e distribuição deverão celebrar com seus consumidores potencialmente livres contratos distintos para conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para compra e venda de energia elétrica. Este último deverá conter cláusulas de prazos e condições para aquisição de energia elétrica de outro fornecedor pelo consumidor potencialmente livre.

As distribuidoras poderão, conforme disciplina a ser estabelecida pela ANEEL, exigir que seus consumidores potencialmente livres inadimplentes de mais de uma fatura mensal em um período de 12 meses apresentem contrato de compra e venda de energia firmado com agente vendedor (artigo 73, § 1°, do Decreto n° 5.163/04).

Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão adquirir energia elétrica de outro fornecedor com previsão de entrega a partir do ano subseqüente ao da declaração formal desta opção ao seu agente de distribuição. O prazo para esta declaração será de até 15 dias antes da data em que o agente de distribuição está obrigado a declarar a sua necessidade de compra de energia elétrica com entrega no ano subseqüente, exceto se o contrato de fornecimento celebrado entre o consumidor potencialmente livre e o agente de distribuição dispuser expressamente em contrário (artigo 49 do Decreto n° 5.163/04). Referido prazo poderá ser reduzido a critério do respectivo distribuidor.

A opção do consumidor potencialmente livre por se tornar Consumidor Livre poderá abranger a compra de toda a carga de sua unidade consumidora de outro fornecedor, ou de parte dela, garantido seu pleno atendimento por meio de contratos, cabendo à ANEEL acompanhar as práticas de mercado desses agentes.

Tarifas de Fornecimento

Os contratos de concessão permitem que as companhias de distribuição repassem a seus consumidores cativos, por meio das tarifas, custos associados à compra de energia (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico").

O artigo 44 do Decreto n° 5.163/04 determina que a partir de 1° de janeiro de 2006 a ANEEL, no reajuste ou revisão tarifária, deverá incluir na previsão dos custos os encargos relativos à cobertura dos custos dos serviços do sistema prestados aos usuários do SIN, que venham a ser criados pelas regras e procedimentos de comercialização da CCEE.

O Decreto n° 5.163/04 prevê ainda, em seu artigo 45, que quando os agentes de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano adquirirem energia elétrica em processo de licitação que eles próprios promoverem, o repasse aos consumidores finais dos custos de aquisição dessa energia será limitado ao custo de aquisição da energia proveniente do supridor local dos referidos distribuidores, com tarifas reguladas pela ANEEL.

O reajuste das tarifas é anual e seu montante é fixado levando em conta variações na receita das distribuidoras e nos níveis de inflação, como forma de manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos. A Lei nº 10.848/04 determina que tal reajuste não ocorrerá na hipótese de a distribuidora ficar inadimplente no pagamento de parcelas referentes a (i) cotas anuais de Reserva Global de Reversão, (ii) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, (iii) Conta de Desenvolvimento Energético, (iv) Conta de Consumo de Combustíveis, (v) compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (vi) pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional e (vii) outros encargos tarifários criados por lei (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico").

Em 2001, o Governo Federal autorizou a criação pelas distribuidoras de energia da Conta de Compensação de Variação de Valores da "Parcela A" (CVA). Nesta conta, deve ser contabilizada a variação dos custos não-gerenciáveis das distribuidoras, que compõem a chamada "Parcela A" da fórmula do reajuste tarifário anual a que as concessionárias têm direito. O saldo da CVA na data de reajuste tarifário anual deverá ser compensado nas tarifas de fornecimento das concessionárias ao longo do período de 12 meses subseqüente ao reajuste (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Clientes – Tarifas").

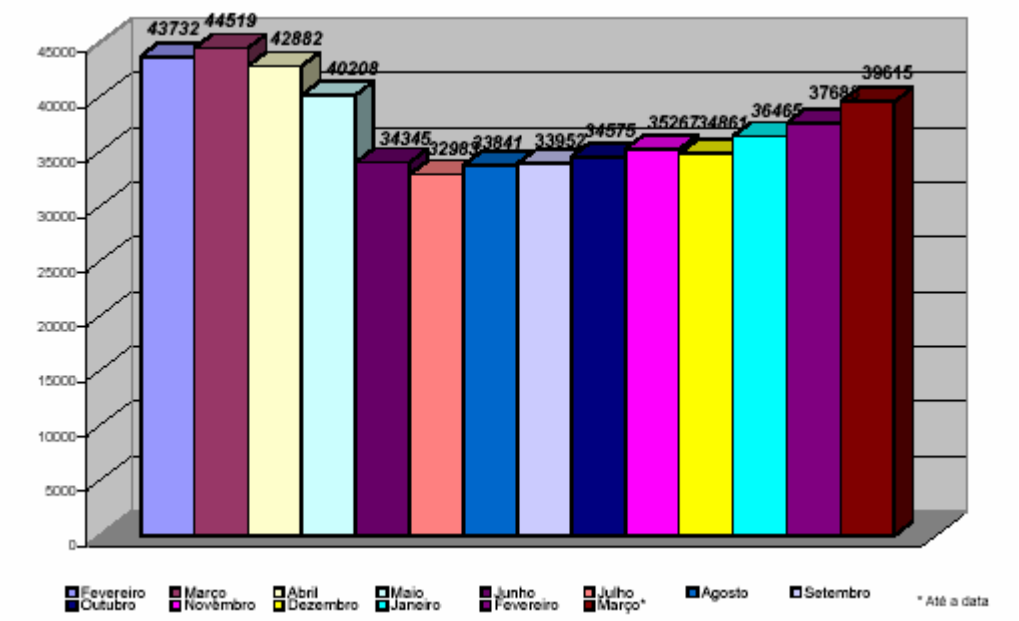
Desempenho do Setor Elétrico em 2001, 2002 e 2003

Ano 2001

O mercado de energia elétrica foi fortemente afetado pelo racionamento de energia elétrica em 2001. O consumo de energia elétrica faturado pelas concessionárias, em 2001, totalizou 283.798GWh, apresentando uma redução de 7,7% em relação a 2000. O consumo médio de energia elétrica vinha crescendo significativamente nos últimos anos, com o aumento do estoque de equipamentos eletroeletrônicos nas residências e a expansão do parque industrial brasileiro. Durante os primeiros

meses de 2001, o consumo de energia elétrica manteve-se estável, até maio daquele ano, quando foram anunciadas as primeiras medidas de racionamento. O gráfico abaixo mostra a evolução do consumo de energia mensal durante o ano de 2001:

EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA EM 2001 (GWH)



Fonte: Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica - Abrage

A redução no consumo de energia elétrica durante o ano de 2001 foi liderada pela classe de consumidores residenciais, cujo consumo foi de 73.770GWh, aproximadamente 11,8% menor que em 2000. Em seguida, as classes consumidoras industriais e comerciais também tiveram significativa redução em seu consumo, da ordem de 6,6% e 6,3%, respectivamente. A tabela abaixo demonstra a evolução do consumo faturado no país, por classe de consumidores, em 2001:

EVOLUÇÃO DO CONSUMO FATURADO – 2001 (GWH)			
Classe	**2000**	**2001**	**%**
Residencial	83.613	73.770	-11,8
Industrial	131.315	122.629	-6,6
Comercial	47.510	44.517	-6,3
Outros	45.011	42.882	-4,7
Total	**307.449**	**283.798**	**-7,7**

Fonte: Eletrobrás

No transcorrer de 2001, dois fatos influenciaram diretamente a estrutura do setor elétrico brasileiro: a não consolidação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e a instituição do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, o racionamento. Esses dois fatos levaram à adoção, a partir do mês de maio daquele ano, de medidas de racionamento que afetaram negativamente as concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

O racionamento impactou negativamente todo setor energético, considerando que em 2001 o consumo de energia elétrica no Brasil decresceu 7,6% em relação ao ano de 2000. Na área de concessão da Cosern, o decréscimo foi de 6,35% em 2001, em relação a 2000.

Apesar das medidas de racionamento adotadas durante o ano 2001, houve um incremento na oferta de energia de aproximadamente 3.042MW, ocasionado pela entrada em funcionamento, nesse período, de 7 usinas hidrelétricas e 6 usinas termelétricas e o desenvolvimento de projetos de co-geração e importação de energia da Argentina e do Uruguai[1].

Ano 2002

De acordo com dados da Eletrobrás, o mercado elétrico brasileiro apresentou um desempenho em 2002 abaixo do que era esperado no início do ano. O montante total de energia faturada foi de 290.465 GWh, resultando em um crescimento de apenas 2,5% em relação a 2001, que foi um ano de baixo consumo de energia em função do racionamento.

No âmbito do consumo industrial, houve incremento de 4,2% em relação a 2001. No entanto, essa porcentagem não foi maior pelo fato de alguns grandes consumidores industriais da região Sudeste terem optado pela autoprodução de energia elétrica. O montante de energia que deixou de ser faturado pelas concessionárias em 2002 foi da ordem de 700 GWh, impedindo que o mercado alcançasse um crescimento de 2,8%.

O consumo da classe residencial foi o único a apresentar desempenho negativo, registrando queda de 1,3% em relação ao ano anterior. Essa reação pode ser explicada, dentre outros, (i) pelo aumento das tarifas; e (ii) pela mudança de hábito dos consumidores em função do racionamento ocorrido em 2001.

Quanto ao segmento comercial, houve crescimento de 1,8% em relação a 2001, sendo que a região Nordeste obteve taxa de crescimento de 2,5%, acima da média nacional.

[1] Fonte: Ministério de Minas e Energia - Programa Estratégico de Aumento da Oferta 2001-2004.

A tabela abaixo demonstra o consumo de energia elétrica em 2002 comparativamente com o ano de 2001:

CONSUMO FATURADO POR CLASSE E SUBSISTEMA ELÉTRICO (GWh)

	EM DEZEMBRO			ATÉ DEZEMBRO			12 MESES		
	2001	**2002**	**%**	**2001**	**2002**	**%**	**2001**	**2002**	**%**
BRASIL	**21.630**	**25.422**	**17,5**	**283.257**	**290.465**	**2,5**	**283.257**	**290.465**	**2,5**
RESIDENCIAL	5.341	6.383	19,5	73.622	72.660	-1,3	73.622	72.660	-1,3
INDUSTRIAL	9.521	10.659	12,0	122.539	127.626	4,2	122.539	127.626	4,2
COMERCIAL	3.501	4.074	16,4	44.434	45.256	1,8	44.434	45.256	1,8
OUTROS	3.267	4.306	31,8	42.662	44.923	5,3	42.662	44.923	5,3
SISTEMAS ISOLADOS (1)	**477**	**523**	**9,6**	**5.553**	**5.952**	**7,2**	**5.553**	**5.952**	**7,2**
RESIDENCIAL	186	191	2,7	2.160	2.218	2,7	2.160	2.218	2,7
INDUSTRIAL	105	122	16,2	1.207	1.355	12,3	1.207	1.355	12,3
COMERCIAL	91	104	14,2	1.090	1.177	8,0	1.090	1.177	8,0
OUTROS	95	106	11,6	1.096	1.202	9,7	1.096	1.202	9,7
NORTE (2)	**1.310**	**1.701**	**29,8**	**17.495**	**19.734**	**12,8**	**17.495**	**19.734**	**12,8**
RESIDENCIAL	197	229	16,2	2.599	2.669	2,7	2.599	2.669	2,7
INDUSTRIAL	890	1.210	36,0	12.080	14.092	16,7	12.080	14.092	16,7
COMERCIAL	112	127	13,4	1.348	1.423	5,6	1.348	1.423	5,6
OUTROS	111	135	21,6	1.468	1550	5,6	1.468	1.550	5,6
NORDESTE (2)	**2.866**	**3.485**	**21,6**	**37.463**	**38.890**	**3,8**	**37.463**	**38.890**	**3,8**
RESIDENCIAL	709	897	26,5	9.961	9.893	-0,7	9.961	9.893	-0,7
INDUSTRIAL	1.191	1.367	14,8	15.141	16.097	6,3	15.141	16.097	6,3
COMERCIAL	422	526	24,6	5.531	5.672	2,5	5.531	5.672	2,5
OUTROS	544	695	27,8	6.830	7.228	5,8	6.830	7.228	5,8
SUDESTE	**11.842**	**14.111**	**19,2**	**158.503**	**159.309**	**0,5**	**158.503**	**159.309**	**0,5**
RESIDENCIAL	2.860	3.530	23,4	40.979	39.874	-2,7	40.979	39.874	-2,7
INDUSTRIAL	5.452	5.936	8,9	70.993	71.679	1,0	70.993	71.679	1,0
COMERCIAL	2.029	2.365	16,6	26.106	26.208	0,4	26.106	26.208	0,4
OUTROS	1.501	2.280	51,9	20.425	21.548	5,5	20.425	21.548	5,5
SUL	**4.028**	**4.188**	**4,0**	**49.209**	**50.530**	**2,7**	**49.209**	**50.530**	**2,7**
RESIDENCIAL	1.019	1.060	4,0	12.748	12.743	0,0	12.748	12.743	0,0
INDUSTRIAL	1.622	1.699	4,7	19.729	20.572	4,3	19.729	20.571	4,3
COMERCIAL	614	661	7,7	7.350	7.578	3,1	7.350	7.578	3,1
OUTROS	773	768	-0,6	9.382	9.637	2,7	9.382	9.637	2,7
CENTRO-OESTE	**1.107**	**1.414**	**27,7**	**15.034**	**16.051**	**6,8**	**15.034**	**16.051**	**6,8**
RESIDENCIAL	370	476	28,6	5.175	5.263	1,7	5.175	5.263	1,7
INDUSTRIAL	261	325	24,5	3.389	3.832	13,1	3.389	3.832	13,1
COMERCIAL	233	291	24,9	3.009	3.198	6,3	3.009	3.198	6,3
OUTROS	243	322	32,5	3.461	3.758	8,6	3.461	3.758	8,6

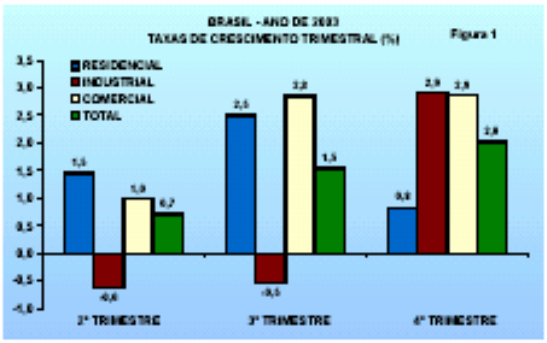
(1) Sistemas da Região Norte não interligados ao Sistema Interligado Nacional
(2) O consumo no Estado do Maranhão está considerado no sistema Norte, ao qual está eletricamente interligado.

Fonte: Eletrobrás

Ano 2003

O consumo faturado de energia elétrica foi de 300,6 GWh, o que representou um crescimento de 3,7% em relação a 2002. Com exceção da classe industrial, que cresceu apenas 1,7%, todas as outras classes de consumo apresentaram crescimento em torno de 5%. O baixo incremento da classe industrial é explicado pela parcela de consumidores que passaram à autoprodução de energia.

O gráfico abaixo mostra a taxa de crescimento trimestral no ano de 2003:



Fonte: Eletrobrás

A tabela abaixo mostra o consumo de energia elétrica em 2003 comparativamente com o ano de 2002:

DEZEMBRO DE 2003
CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - GWh
FATURAMENTO POR CLASSE E POR REGIÃO GEOGRÁFICA

BRASIL	EM DEZEMBRO			ATÉ DEZEMBRO			12 MESES		
	2002	2003	%	2002	2003	%	2002	2003	%
RESIDENCIAL	6.383	6.407	0,4	72.660	76.165	4,8	72.660	76.165	4,8
INDUSTRIAL	10.659	11.185	4,9	127.694	129.877	1,7	127.694	129.877	1,7
COMERCIAL	4.074	4.219	3,6	45.251	47.532	5,0	45.251	47.532	5,0
OUTROS	3.833	4.033	5,2	44.327	47.072	6,2	44.327	47.072	6,2
TOTAL	24.948	25.844	3,6	289.932	300.646	3,7	289.932	300.646	3,7
NORTE	**EM DEZEMBRO**			**ATÉ DEZEMBRO**			**12 MESES**		
	2002	2003	%	2002	2003	%	2002	2003	%
RESIDENCIAL	328	342	4,4	3.825	3.955	3,4	3.825	3.955	3,4
INDUSTRIAL	768	884	15,1	8.962	9.858	10,0	8.962	9.858	10,0
COMERCIAL	187	194	4,1	2.098	2.226	6,1	2.098	2.226	6,1
OUTROS	188	202	7,4	2.131	2.304	8,1	2.131	2.304	8,1
TOTAL	1.470	1.622	10,3	17.016	18.344	7,8	17.016	18.344	7,8
NORDESTE	**EM DEZEMBRO**			**ATÉ DEZEMBRO**			**12 MESES**		
	2002	2003	%	2002	2003	%	2002	2003	%
RESIDENCIAL	982	1.050	6,9	10.864	12.005	10,5	10.864	12.005	10,5
INDUSTRIAL	1.928	2.000	3,7	22.552	22.666	0,5	22.552	22.666	0,5
COMERCIAL	566	606	7,2	6.118	6.682	9,2	6.118	6.682	9,2
OUTROS	745	796	6,9	7.800	8.836	13,3	7.800	8.836	13,3
TOTAL	4.220	4.452	5,5	47.334	50.189	6,0	47.334	50.189	6,0
SUDESTE	**EM DEZEMBRO**			**ATÉ DEZEMBRO**			**12 MESES**		
	2002	2003	%	2002	2003	%	2002	2003	%
RESIDENCIAL	3.530	3.457	-2,1	39.874	41.575	4,3	39.874	41.575	4,3
INDUSTRIAL	5.936	6.003	1,1	71.678	70.381	-1,8	71.678	70.381	-1,8
COMERCIAL	2.365	2.426	2,5	26.208	27.244	4,0	26.208	27.244	4,0
OUTROS	1.807	1.853	2,6	21.075	22.024	4,5	21.075	22.024	4,5
TOTAL	13.638	13.739	0,7	158.836	161.225	1,5	158.836	161.225	1,5
SUL	**EM DEZEMBRO**			**ATÉ DEZEMBRO**			**12 MESES**		
	2002	2003	%	2002	2003	%	2002	2003	%
RESIDENCIAL	1.060	1.066	0,6	12.743	12.954	1,7	12.743	12.954	1,7
INDUSTRIAL	1.699	1.860	9,5	20.635	21.812	5,7	20.635	21.812	5,7
COMERCIAL	661	692	4,7	7.578	7.907	4,3	7.578	7.907	4,3
OUTROS	768	853	11,0	9.513	9.750	2,5	9.513	9.750	2,5
TOTAL	4.188	4.471	6,8	50.468	52.423	3,9	50.468	52.423	3,9
CENTRO-OESTE	**EM DEZEMBRO**			**ATÉ DEZEMBRO**			**12 MESES**		
	2002	2003	%	2002	2003	%	2002	2003	%
RESIDENCIAL	484	492	1,7	5.353	5.676	6,0	5.353	5.676	6,0
INDUSTRIAL	328	439	33,6	3.867	5.159	33,4	3.867	5.159	33,4
COMERCIAL	295	301	1,7	3.248	3.473	6,9	3.248	3.473	6,9
OUTROS	325	329	1,1	3.809	4.157	9,2	3.809	4.157	9,2
TOTAL	1.433	1.560	8,9	16.277	18.466	13,4	16.277	18.466	13,4

Obs.: cálculos efetuados com os valores em MWh.

Fonte:Eletrobrás

INFORMAÇÕES RELATIVAS À COSERN

Histórico

A "Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte – COSERN", antiga denominação da Cosern, foi criada pela Lei nº 2.721, de 14 de dezembro de 1961, como uma sociedade de economia mista controlada pelo Estado do Rio Grande do Norte. A Companhia tinha na época por objeto a produção, o aproveitamento e o comércio, sob qualquer modalidade, de energia elétrica conforme disposto no Decreto Federal nº 1.302, de 3 de agosto de 1962.

Com o objetivo de eletrificar todo o Estado do Rio Grande do Norte, utilizando-se da energia produzida pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, a Cosern iniciou a construção de linhas e redes no interior do Estado, uma vez que os serviços de energia elétrica da capital estavam sob a responsabilidade da Companhia Força e Luz Nordeste do Brasil – CFLNB.

Em 1968, com 47 municípios eletrificados e 44.157 consumidores, a Cosern, com o apoio das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("ELETROBRÁS"), incorporou ao seu patrimônio a CFLNB, o mesmo ocorrendo com relação à Companhia de Melhoramentos Mossoró S.A. – COMENSA em 1972.

Em 22 de dezembro de 1987, o Governo do Estado do Rio Grande do Norte sancionou a Lei nº 5.694, ampliando o objeto social da Cosern. Com a alteração, a empresa passou a adotar a denominação de Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN.

Em 17 de outubro de 2001, foi alterado novamente o objeto social da Emissora para "estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo".

A Emissora mantém sede na cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, desde sua criação, e possui registro perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob o nº 01813-9, obtido em 4 de janeiro de 1999.

Eventos relevantes

Privatizada em 12 de dezembro de 1997, em leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a Cosern foi adquirida pelo consórcio formado pela Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA, Guaraniana S.A. e UPTICK Participações S.A. pelo valor de R$676,4 milhões.

Para cumprimento dos compromissos assumidos quando da privatização, a Cosern realizou intervenções nos sistemas de transmissão e distribuição e na estrutura organizacional da empresa. Além disso, foram adotados novos procedimentos operacionais que proporcionaram ganhos na qualidade do fornecimento de energia e no atendimento aos clientes.

Como resultado da nova política implementada, a Cosern acumulou bons resultados em pesquisas realizadas por diversos órgãos, entre eles a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), a ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica ("ABRADEE") e a FIERN – Federação das Indústrias do Rio Grande do Norte ("FIERN"). Foi vencedora do Prêmio ABRADEE 2000, na categoria "Maior Evolução do Desempenho".

No transcorrer de 2001, dois fatos influenciaram diretamente a estrutura do setor elétrico brasileiro: a não consolidação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e a instituição do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, o racionamento. O Governo decretou ainda a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, com o objetivo de administrar a demanda, coordenar o aumento da oferta de energia e implementar as medidas de caráter emergencial necessárias. Nesse sentido, a partir do mês de maio foram adotadas medidas de racionamento que afetaram negativamente as concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

A Cosern sofreu os efeitos do racionamento de energia. Sua arrecadação, por exemplo, reduziu 10,2% em relação à de 2000. Apesar disso, a Companhia apresentou melhora no desempenho em várias áreas, tendo recebido dois prêmios da ABRADEE, considerando a Cosern a "Melhor Distribuidora da Região Nordeste" e "Melhor Gestão Econômico-Financeira do Brasil"; o prêmio da Revista Eletricidade Moderna como "Maior Evolução do Desempenho do Nordeste" e o prêmio concedido pelo Instituto Miguel Calmon de "Melhor Empresa de Concessão Pública da Região Nordeste".

Em 2002, a Emissora também alcançou resultados expressivos no que se refere às premiações. Obteve o 12º lugar em pesquisa de satisfação do consumidor realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, envolvendo exclusivamente as empresas participantes da ABRADEE. A associação ainda considerou a Companhia como a "2ª Melhor Gestão Econômico Financeira do Brasil" e a "16ª Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil". Consideradas somente as empresas de médio e grande porte, a Cosern ficou em 1º lugar no Nordeste e em 9º lugar no Brasil. No quesito Responsabilidade Social, a Emissora manteve a posição do ano anterior, permanecendo em 5º lugar entre 44 empresas distribuidoras de energia elétrica participantes do prêmio.

Em pesquisa da FIERN – Federação das Indústrias do Rio Grande do Norte, realizada em dezembro de 2002, a Companhia obteve os maiores índices de aprovação entre todos os serviços públicos prestados no Estado. A Cosern ainda ficou em 2º lugar na categoria "Melhor Empresa da Região Nordeste" do prêmio da Revista Eletricidade Moderna 2002. Também figurou em 1º lugar como a "Melhor Empresa de Concessões Públicas dos Estados do Rio Grande do Norte e Paraíba", classificação concedida pela Fundação Instituto Miguel Calmon.

No ano de 2002, a Cosern obteve bons resultados também no que se refere à qualidade dos serviços prestados. Obteve Índice Anual de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) de 11,55 horas e de Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) de 10,56 interrupções, levando o Rio Grande do Norte às 2ª e 3ª posições, respectivamente, entre todos os Estados do Brasil (veja o capítulo Atividades da Cosern – Serviços – Performance da Rede).

Observou-se evolução igualmente na quantidade de energia vendida. Em 2002, o aumento no número de clientes foi de 27.736, sendo que, em 31 de dezembro, a Cosern contava com 772.686 consumidores, sendo 675.488 da classe residencial. A energia vendida durante o ano foi de 2.702 GWh - um acréscimo de 104 GWh em relação a 2001. O crescimento das vendas atingiu 4%. A tarifa média de fornecimento apurada em 2002 foi de 149,77 R$/MWh, o que representou um incremento de 16,35% em relação ao exercício anterior.

Verificou-se ainda melhora na atividade comercial da Emissora, evidenciada pela positiva evolução dos principais indicadores: (i) percentual de leituras estimadas; (ii) percentual de contas refaturadas, sendo este indicador definido pela quantidade de contas emitidas com erro em relação ao número total de contas emitidas; e (iii) índice de religação/corte. Em conseqüência, as reclamações comerciais registradas no tele-atendimento da Companhia sofreram diminuição, atingindo índice de 86,7 por cada 1.000 clientes. Houve ainda redução no saldo de faturas a receber dos clientes, passando de R$ 265,31 milhões, em dezembro de 2001, para R$ 205,616 milhões, em dezembro de 2002.

No sentido de combater as conseqüências do racionamento, que se estenderam ao longo do ano de 2002, foram desenvolvidos oito projetos, destacando-se a troca de fiação elétrica de residências localizadas em comunidades carentes, em parceria com a Organização Não Governamental “Fé e Alegria”.

Destacam-se ainda, em 2002, as ações orientadas à melhora do clima interno da Cosern, tais como (i) a 1 ª Pesquisa de Clima Organizacional, com resultados bastante positivos em termos de participação, engajamento e satisfação; (ii) a implantação da “ginástica laboral”; (iii) o campeonato de futebol, destinado aos empregados da Cosern e das empreiteiras; (iv) as Caminhadas da Saúde, com a participação das famílias dos empregados; e (v) a criação do Espaço Cultural Cosern. Foi realizada ainda a 1ª Semana do Livro Infanto-Juvenil, quando da inauguração da Biblioteca Ponto da Leitura, o que propiciou aos empregados a compra de mais de 500 livros, com preço reduzido, e a exposição de trabalhos de artesanato e pintura.

Com relação à responsabilidade social, dentre outras ações, destacam-se (i) o treinamento, capacitação e contratação de portadores de deficiência na condição de empregados para atendimento aos clientes da Emissora; e (ii) o desenvolvimento de programa com estagiários menores de idade.

Foi elaborado ainda o Código de Ética da Cosern, que estabelece de modo claro os critérios de conduta e postura da Companhia, de seus profissionais e de todos aqueles com os quais mantém relações. Além disso, considerando as atuais tendências e cenários, foi atualizado o Projeto de Empresa, instrumento que reúne as diretrizes orientadoras da gestão empresarial da Cosern.

Em 2003, a Cosern investiu R$52,3 milhões na melhora e manutenção dos padrões de qualidade operacional e na capacidade de fornecimento de energia elétrica.

Esses investimentos trouxeram reflexo positivo aos seus indicadores de qualidade. O DEC caiu de 11,55 horas em 2002 para 10,65 horas em 2003, com melhoria de 7,79% em relação a 2002. O FEC passou de 10,56 vezes em 2002 para 8,50 vezes em 2003, com melhoria de 19,51%.

O índice de perdas de energia elétrica atingiu 12,33%, o menor índice registrado na Cosern nos últimos 13 anos. Nos seis anos posteriores à sua privatização, a Emissora reduziu em 6,2% esse indicador, o que representa uma economia por ano na compra de energia de aproximadamente R$ 17 milhões (veja o capítulo Atividades da Cosern – Serviços – Perdas).

Em abril de 2003 ocorreu a primeira Revisão Tarifária Periódica da Companhia, através da Resolução nº 200, da ANEEL, que determinou um reposicionamento de 11,49% e fixou o fator X da Companhia para os próximos cinco anos de 1,78%. (veja o capítulo Atividades da Cosern – Serviços – Tarifas)

No que se refere à responsabilidade social, em 2003 a Cosern foi credenciada com o Selo da Fundação ABRINQ, "Empresa Amiga da Criança", como reconhecimento pelo seu comprometimento em relação aos temas combate ao trabalho infantil, educação, saúde, direitos civis e investimento na criança. Foram lançados ainda o Programa de Meio Ambiente e o Grupo Voluntários da Luz, além do fortalecimento do Coral Clarear, formado por 30 empregados. A Cosern também se comprometeu com iniciativas voltadas ao acesso da população às mais variadas formas de cultura, tais como os patrocínios do Circo da Luz, da Casa da Ribeira, do Projeto Operart e do Oratório de Santa Luzia. Só em 2003, foram investidos R$1,3 milhões em projetos como os descritos acima.

Sob o aspecto ambiental, a Emissora elaborou estudos em 2002 visando (i) ao licenciamento ambiental de instalações elétricas; (ii) à adoção de novos padrões de redes elétricas, também chamadas redes ecológicas, reduzindo a necessidade da poda de árvores; e (iii) ao desenvolvimento de projetos voltados à formação de consciência ambiental na sociedade.

Em 2003, a Cosern foi premiada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, como a "Melhor Distribuidora da Região Nordeste" e obteve a 3ª posição nas categorias "Responsabilidade Social" e "Maior Evolução de Desempenho". Na classificação geral e na categoria "Melhor Gestão Econômico-Financeira", a Cosern obteve a 5ª posição, concorrendo com 40 distribuidoras de energia elétrica do Brasil cujo respectivo mercado supera 400 mil clientes.

Em 2003 foi realizada ainda a 2ª Pesquisa de Clima Organizacional, respondida por 98% do quadro funcional. Alcançou-se índice de aprovação de 83,4%, superando o índice de 82% em 2002. Realizaram-se também consultorias em orçamento familiar, o que proporcionou aos empregados interessados consultas voltadas à administração de seus recursos financeiros.

Principais investimentos e desinvestimentos

A estratégia geral após a privatização da Cosern tem consistido no aproveitamento da experiência de seus acionistas controladores na reestruturação e operação de instalações de eletricidade em mercados desenvolvidos, de modo a concentrar os investimento em melhorias que promovam: (i) melhora da qualidade dos serviços; (ii) melhora da eficiência operacional, reduzindo custos e aumentando as margens operacionais e lucros; (iii) melhora da infra-estrutura; e (iv) redução da inadimplência.

A Cosern realizou em 2001 investimentos na automação dos sistemas de distribuição, na construção de novas subestações, na padronização de novos materiais com tecnologias modernas para serem aplicados nas redes de distribuição e transmissão e no aprimoramento dos procedimentos de operação do sistema aliado a um constante programa de treinamento do pessoal envolvido.

A Emissora dedicou-se ainda, em 2001, à expansão e melhoramento do sistema de comunicação, essencial à qualidade do fornecimento de energia e atendimento aos clientes, e à modernização da operação de seus sistemas de transmissão e distribuição. As principais realizações nesse sentido foram:

i) melhoramento dos sistemas de comunicação dos postos de atendimento, com a instalação de três estações repetidoras, responsáveis pela melhora da cobertura de sinal, tanto para voz como para telecontrole;

ii) instalação de sistema de telecomunicação para possibilitar a implantação do Centro de Supervisão de Proteções da Cosern, que permite o acesso remoto, a partir de Natal, aos sistemas de proteção das subestações da Companhia;

iii) instalação e colocação em operação de rádios digitais próprios em oito escritórios; e

iv) melhorias em equipamentos que permitiram a ampliação da central telefônica do edifício sede da Companhia e a ativação da Unidade de Resposta Audível - URA, auto-atendimento realizado pelo cliente para solução de problemas no sistema elétrico ou comercial, no teleatendimento.

v) a instalação de roteadores, equipamentos responsáveis em disponibilizar em ambiente de rede os dados analógicos dos *modens* de comunicação, no Centro de Operação e Informação - COI, para facilitar a comunicação entre o Sistema Aberto de Gerenciamento da Energia - SAGE, subestações e a rede automatizada da distribuição;

vi) a configuração do SAGE em computadores portáteis para tornar mais eficientes os ensaios de telecontrole em campo; e

vii) a implantação do programa de visitas dos operadores e coordenadores do COI aos postos de atendimento, visando à melhoria do relacionamento com as equipes de manutenção.

Em 2002, a Cosern deu continuidade aos investimentos no seu sistema de comunicações. Foram realizadas atualizações nas plataformas de *hardware* e *software* do Centro de Operações e Informação (COI) e ampliado o número de pontos telecomandados da rede de distribuição de 13,8 kV. Com o reforço de dois novos servidores de tempo real, na plataforma de *hardware* do COI, o sistema passou a operar com maior eficiência. A rede SAGE rede responsável pelo sistema de supervisão e controle das subestações e da rede de distribuição de 13,8 KV, foi dividida em 3 sub-redes, separando os processos de aquisição, difusão e tratamento dos dados de tempo-real, melhorando, dessa forma, o tráfego de informações desde as subestações e equipamentos telecomandados até o COI. Com relação à plataforma de *software*, foi instalada nova versão do SAGE, modelo EMS *(Energy Management System)*, que permite a aplicação de ferramentas de análise de redes em tempo-real.

No que se refere à distribuição, a rede aérea de 13,8 kV foi incrementada com novos equipamentos telecomandados, totalizando 136 equipamentos em todo o Estado do Rio Grande do Norte que podem ser supervisionados e controlados desde o COI. A Cosern adquiriu da ABB, ainda, subestação móvel com capacidade de 10 MVA. Com capacidade de rápida substituição de transformadores que venham a apresentar defeitos, contribui para a redução dos tempos de desligamentos, devidos a falhas nas subestações, e elimina os desligamentos quando há necessidade de manutenção em transformadores de força.

A Cosern também implantou em 2002 o Sistema de Terminais de Dados em Veículos Via Satélite (TDV), abrangendo todos os 55 veículos de plantão que atendem ao Rio Grande do Norte. Esse sistema tem o objetivo de agilizar o encaminhamento das solicitações dos clientes, quanto às ocorrências de defeitos na rede elétrica, para que possam ser realizados os reparos com rapidez. A partir da central de teleatendimento, as equipes de manutenção são mobilizadas através dos terminais de dados existentes em cada um dos veículos.

A Emissora já possuía, em 2002, trinta relés digitais instalados no sistema. Além de apresentarem as funções de proteção elétrica do sistema, esses relés indicam a localização da falha em quilômetros, contribuindo para a rápida identificação de problemas pelas equipes de manutenção de linhas.

Em 2001 e 2002, a Cosern deu continuidade ao programa de aumento de eficiência da iluminação pública dos municípios do Estado. Foram executados projetos em 20 municípios, num total de 23.041 lâmpadas substituídas. Essa quantidade de pontos atendidos importou em um investimento de mais de R$2,5 milhões, promovendo uma redução de demanda na ponta do sistema Cosern de 570 kW. Além disso, a iniciativa contribui para redução da inadimplência do setor público perante a Companhia, uma vez a implantação do programa representa uma economia anual de energia para as prefeituras, com conseqüente redução de suas faturas, da ordem de 2.490 MWh.

Também merece destaque o projeto piloto de tarifa amarela para consumidores de baixa tensão. Essa nova modalidade tarifária possibilita que o consumidor administre seu consumo, principalmente nos horários de pico, e possa obter redução de até 26% na conta de energia. Nos seis primeiros meses da implantação do projeto, registrou-se redução média de 10% no consumo.

Em 2002, mais sete projetos foram desenvolvidos no contexto do Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica. Dois deles na classe de consumidores residencial (venda de lâmpadas econômicas e venda subsidiada de eletrodomésticos e aparelhos de ar-condicionado), três de diagnóstico e projetos energéticos

industriais e comerciais e dois projetos para o poder público. No Projeto Residencial de venda de lâmpadas econômicas, foram entregues 32.500 lâmpadas, atendendo a 16.250 clientes em municípios do interior do Rio Grande do Norte. Nos últimos cinco anos já foram distribuídas mais de 116.160 lâmpadas, para 70.070 clientes.

Em 2003, a Cosern investiu R$52,3 milhões na melhoria e manutenção dos padrões de qualidade operacional e na capacidade de fornecimento de energia elétrica, um crescimento de 4,79% em relação ao ano de 2002. Na área de Transmissão foram energizadas as linhas de 69 kV Icó – São Miguel do Oeste, Pendências – Potiporã e Dix-Sept Rosado – Riacho da Forquilha, foi inaugurada a subestação de São Miguel do Oeste e substituído os transformadores das subestações de Marcelino Vieira e Pau dos Ferros, por unidades que possuem LTC (comutador automático sob carga), equipamento que melhora consideravelmente o controle de tensão nestas subestações, trazendo mais qualidade à energia entregue aos consumidores. Foram instalados 6 religadores e 4 chaves telecomandadas, na rede aérea de 13,8 kV totalizando atualmente 146 equipamentos entre chaves e religadores que são operados remotamente a partir do COI (Centro de Operação e Informação).

Como resultado da política de investimentos implementada, a Cosern apresentou progresso significativo na avaliação de suas atividades. O sistema de distribuição, por exemplo, demonstra melhoras expressivas nos últimos anos, como se pode constatar pela evolução dos índices DEC e FEC (veja o capítulo Atividades – Serviços – Performance da Rede).

Investimentos em outras sociedades

Com relação aos investimentos da Companhia em outras sociedades, destaca-se a participação da Cosern no Projeto Termoaçu ("Projeto"). Trata-se de projeto do Grupo Guaraniana e da Petrobrás, para a instalação de uma usina termelétrica no Estado de Rio Grande do Norte. O Projeto, com que a Cosern esteve diretamente relacionada nos últimos três exercícios sociais, consiste em uma planta de co-geração de energia elétrica com uma potência instalada de 340 MW e uma produção de vapor de 610 t/h, que será construída no município de Alto do Rodrigues, distante 235 km de Natal. A energia elétrica se destinará a suprir as distribuidoras de energia elétrica do Grupo Guaraniana e o vapor será utilizado pela Petrobrás para injeção contínua nos seus poços de petróleo, aumentando sua produção na região. A criação do Projeto está ligada ao Programa Prioritário de Termeletricidade - PPT, instituído pelo Governo Federal através do Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. Nascido como uma das formas de combater as conseqüências do racionamento, o objetivo do PPT foi estabelecer condições que permitissem a implantação de projetos de geração de origem térmica, visando mudar a matriz energética nacional.

No dia 6 de junho de 2001, o Conselho de Administração da Cosern autorizou a participação da Companhia na Termoaçu S.A., sociedade autorizada pela ANEEL a estabelecer-se como Produtor Independente de energia elétrica. Em 1º de agosto de 2001, foi firmado Termo de Transferência de Titularidade em que a Guaraniana S.A. cedeu para a Companhia uma ação ordinária nominativa, com direito a voto, do capital social da Termoaçu S.A.

Em 2 de outubro de 2001, a Cosern subscreveu 68.639.961 ações ordinárias nominativas da Termoaçú S.A., equivalente a 68,69% do capital social da empresa.

O investimento total previsto no Projeto era de US$300 milhões, dos quais US$85 milhões corresponderiam às turbinas de gás. Em 2002, foram realizados aportes ao projeto da ordem de R$183 milhões, sendo R$98 milhões da Cosern, R$30 milhões da Guaraniana S.A. e R$ 55 milhões da Petrobrás.

Em virtude da não aprovação pela ANEEL da celebração de contrato de compra e venda de energia entre a Companhia e Termoaçu S.A., em março de 2003, a Cosern procedeu à venda de suas ações na Termoaçú S.A. para a Guaraniana S.A. Foram pagos R$182,378 milhões por 150.639.960 ações ordinárias e nominativas, bem como por créditos relativos aos investimentos feitos pela Companhia no Projeto.

Investimentos em andamento

Atualmente, a Companhia possui em andamento investimentos em seus sistemas de transmissão e distribuição. Na área de transmissão, a Cosern está construindo cerca de 106Km de linhas de 69 e 138 kV na região de Natal e no interior do Rio Grande do Norte, especialmente em Ceará Mirim e Guamaré.

Na área de distribuição, a Companhia está investindo na construção de 53,5Km de alimentadores de 13,8 kV, para melhora dos níveis de tensão e atendimento do crescimento de carga nas regiões de Natal, Mossoró e Guamaré. Além disso, a Cosern está investindo na instalação de novos bancos reguladores e capacitores, na aquisição de equipamentos telecomandados, bem como em obras de melhoria da rede de distribuição da Companhia.

A Companhia possui programa de investimentos para 2004 orçado em R$101,8 milhões, sendo R$52,7 milhões com recursos do caixa da Companhia e aproximadamente R$49,1 milhões financiados com recursos de terceiros, principalmente do Banco do Nordeste e Eletrobrás.

Reestruturação Societária

Em 29 de dezembro de 2000, foi aprovada em Assembléia Geral Extraordinária da Companhia reestruturação societária envolvendo Guaraniana S.A., Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, Uptick Participações S.A., Cosern e Ibidem S.A., autorizada pela ANEEL através da Resolução nº 474, de 30 de novembro de 2000.

Guaraniana, Coelba e Uptick adquiriram, em processo licitatório de privatização realizado em dezembro de 1997, o controle acionário da Cosern, com expressivo ágio. Posteriormente, através de oferta pública de compra de ações, realizada na Bolsa de Valores de São Paulo - Bovespa em 12 de maio de 2000, Coelba e Uptick adquiriram ações ordinárias e preferenciais de emissão da Cosern que estavam em circulação no mercado, também com significativo ágio.

No processo de reestruturação, foi criada a Ibidem, mediante a transferência das ações de emissão da Cosern, de propriedade de Guaraniana, Coelba e Uptick, e do respectivo ágio.

Posteriormente, procedeu-se à incorporação da Ibidem pela Cosern. Referida incorporação foi efetivada levando-se em conta o valor do patrimônio líquido da Ibidem, cujos elementos patrimoniais ativos e passivos se encontram refletidos em seu balanço de 30 de novembro de 2000, avaliado pelo valor contábil de R$ 429,661 milhões, assim discriminado:

	30/11/2000
Caixa	1 mil
Investimento em controlada	212,734 milhões
Ágio a amortizar	638,018 milhões
Provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido – PMIPL	(421,092 milhões)
Patrimônio Líquido	429,661 milhões

Os registros contábeis efetuados na Cosern, para fins societários e fiscais, apresentam contas específicas relacionadas ao ágio, provisão, amortização e reversão da provisão constituída e crédito fiscal. A parcela do acervo líquido originado da incorporação, correspondente à economia fiscal futura, no valor de R$216,9 milhões, foi registrada em conta de reserva especial de ágio, no patrimônio líquido.

Outras Informações

No último e presente exercícios sociais, não houve nenhuma oferta pública de aquisição de ações da Emissora efetuada por terceiros ou efetuada pela Emissora com vistas à aquisição de ações de emissão de outras companhias.

Nos últimos dois exercícios sociais e no presente, não houve ofertas públicas de distribuição efetuadas pela Companhia ou por terceiros envolvendo valores mobiliários de emissão da Cosern, bem como ofertas públicas feitas pela Cosern relativas a ações de emissão de outra companhia.

A Companhia não possui contratos relevantes não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

Atividades da Cosern

Aspectos Gerais

A Cosern tem por objeto social (i) estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito; e (ii) atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo.

Através do Contrato de Concessão nº 08/97, de 31 de dezembro de 1997, a União concedeu à Cosern o direito à exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica e das instalações de transmissão necessárias à distribuição no Estado do Rio Grande do Norte.

São acessórias à distribuição de energia elétrica pela Cosern as seguintes atividades: (i) ligação e vistoria da unidade consumidora; (ii) aferição de medidor a pedido do consumidor; (iii) verificação do nível de tensão a pedido do consumidor; (iv) religação de unidade consumidora; (v) faturamento e arrecadação; (vi) averiguação de danos no sistema; e (vii) construção de novas linhas de transmissão e distribuição.

As tarifas aplicáveis na prestação dos serviços são homologadas pelo Poder Concedente e são passíveis de reajuste e revisão, sendo que os reajustes são procedidos anualmente e as revisões a qualquer tempo, além de revisão abrangente que ocorre a cada cinco anos, todos esses prazos contados a partir de 22 de abril de 1997 (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Contratos relevantes à atividade da Cosern – Contrato de Concessão").

Serviços

Transmissão e Distribuição

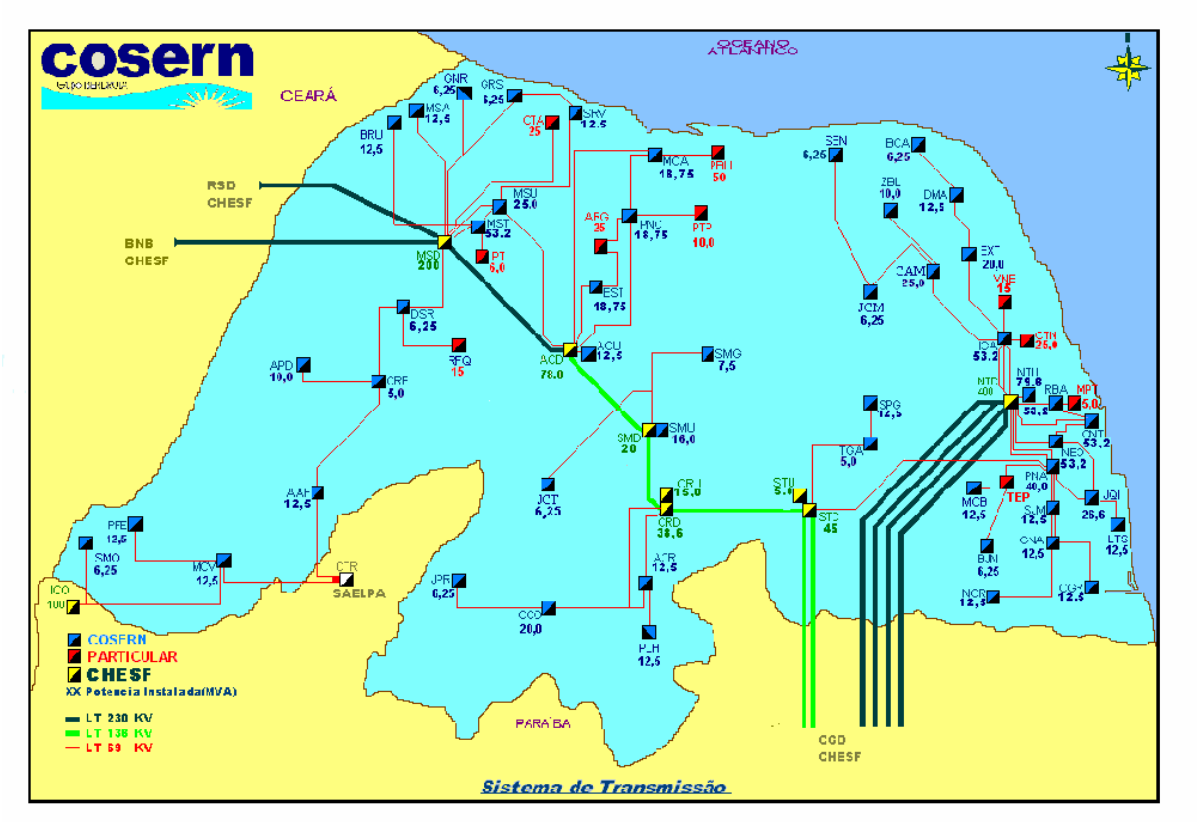
O setor de energia elétrica pode ser segmentado em quatro funções básicas: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. De acordo com o Contrato de Concessão, a Cosern está autorizada pelo Poder Concedente a explorar os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica.

Os segmentos de transmissão e distribuição são responsáveis pelo transporte da energia elétrica. A transmissão pode ser considerada como uma rede de transporte atacadista, pela qual se transportam grandes volumes de energia em alta voltagem, enquanto a distribuição pode ser definida como a rede de transporte varejista, transportando volumes menores e em tensão mais baixa.

No Brasil, a eletricidade é transmitida em níveis variáveis de alta tensão (750 kV, 600 kV, 500 kV, 450 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV). A rede de distribuição da Cosern é composta por linhas de alta tensão (69 kV), média tensão (13,8 kV) e baixa tensão (380/220).

Toda a rede de distribuição e transmissão da Cosern é aérea, estando conectada ao sistema de geração e transmissão da CHESF por meio de linhas de suprimento que vêm de 8 subestações: Açu II, Currais Novos II, Mossoró II, Natal II, Santa Cruz I, Santa Cruz II, Santana dos Matos II e Icó.

A rede de transmissão da CHESF e as subestações da Cosern estão representadas no mapa abaixo:



Rede de Transmissão

Em 31 de dezembro de 2003, a rede de transmissão da Cosern era composta por 1.806,8 Km de linhas de transmissão de 69 kV e por 51 subestações, com uma capacidade instalada total de 881,15 MVA. As subestações transformam a tensão de 69 kV em 13,8 kV. Outros itens significativos nos equipamentos da Cosern incluem, além da rede de distribuição e transmissão, transformadores, disjuntores e chaves de interrupção de carga.

Antes da privatização, a rede de transmissão da Cosern era deficitária em relação à rede de distribuição. A Companhia investiu vultosos recursos nos primeiros dois anos após a privatização para equalizar essa situação. Em 1998 e 1999, foram construídos 149,8 Km e 99,6 Km de linhas de transmissão em 69 kV, respectivamente. Ainda em 1999, foram construídas 5 novas subestações. Nos últimos 4 exercícios, foram construídos 359,99 Km de linhas de transmissão em 69 kV e construídas 11 novas subestações contando com a aquisição da subestação móvel.

Rede de Distribuição

Em 31 de dezembro de 2003, a rede de distribuição da Cosern era composta por 385.111 postes, com aproximadamente 30.306Km de linhas e 19.866 transformadores de distribuição, com uma capacidade instalada total de 752MVA. A Cosern fornece energia em alta tensão (69 kV) para 9 de seus maiores consumidores, enquanto que o restante dos consumidores recebe energia em média tensão (13,8 kV) ou baixa tensão (380/220V). O principal centro urbano servido pela Cosern é Natal, que representa 60 do mercado consumidor da Companhia.

A tabela seguinte contém informações a respeito da rede de distribuição e transmissão referentes aos últimos cinco anos:

	1999	2000	2001	2002	2003
Rede de Transmissão					
Linhas de Transmissão (km) 69 kV	1.446,8	1.498,9	1.642,0	1.716,1	1.806,8
Potência Instalada em transformadores de Subestações (MVA)	794,90	823,65	851,15	867,40	881,15
Subestações	40	43	47	50	51
Rede de distribuição					
Linhas de distribuição até 13,8 kV (km)	23.119	24.053	25.359	26.278	30.306
Potência Instalada em transformadores de Distribuição	497.360	527.895	612.000	680.000	752.000
Número de postes	291.081	305.857	326.585	340.752	385.111
Número de localidades servidas					
Sedes	167	167	167	167	167

Fonte: Cosern

Performance da Rede

Até dezembro de 2000, os critérios utilizados para a avaliação da performance da rede de distribuição de energia elétrica haviam dois índices definidos na Portaria nº 46, de 17 de abril de 1978, do DNAEE: (i) o índice de duração equivalente de interrupção por consumidor – DEC, que define o espaço de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado de fornecimento de energia elétrica, no período considerado e (ii) o índice de freqüência equivalente de interrupção por consumidor – FEC, que define o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período considerado.

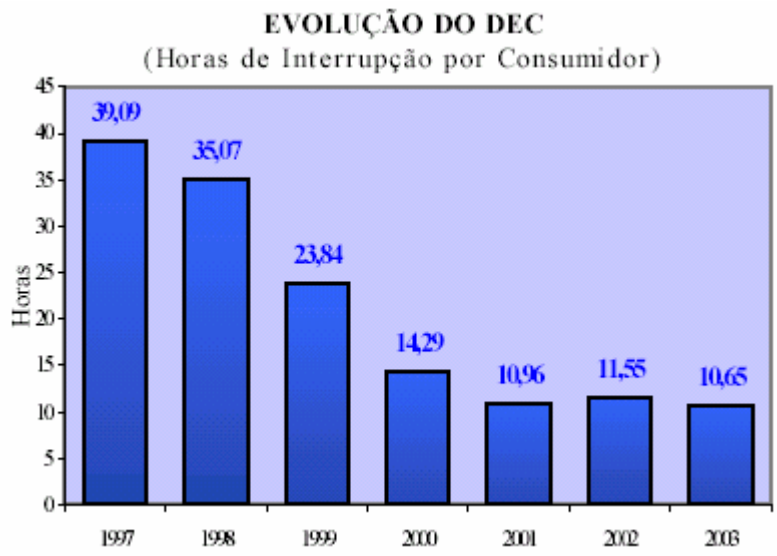
Tendo em vista a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições referentes à continuidade da distribuição de energia elétrica definidas na Portaria nº 46/78, do DNAEE, a ANEEL editou a Resolução nº 24, de 27 de janeiro de 2000. Esta Resolução determina novos indicadores que expressem não somente índices de performance vinculados a conjuntos de consumidores, como também aos consumidores individualmente considerados.

Assim, além da apuração dos índices DEC e FEC, as concessionárias deverão apurar a duração e freqüência de interrupção individual por unidade consumidora – DIC e FIC – bem como deverão respeitar o limite de duração máxima de interrupção contínua da distribuição de energia elétrica para uma unidade consumidora – DMIC. Isso significa uma apuração mais efetiva e real da continuidade da distribuição de energia elétrica.

A Resolução nº 502, de 7 de dezembro de 2000, da ANEEL, estabeleceu as metas anuais de DEC e FEC a serem observadas pela Cosern, no período de 2001 a 2003, para cada conjunto de consumidores. A Resolução nº 659, de 11 de dezembro de 2003, da ANEEL, por sua vez, fixa as metas a serem observadas a partir de 2004. As metas mensais e trimestrais de DEC e FEC correspondem, respectivamente, a 30% e 60% dos valores das metas anuais.

Em 2001, a Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor - DEC do Rio Grande do Norte foi de 10,85 horas de interrupção, o quinto melhor desempenho do Brasil. Com relação ao ano de 2000, o DEC sofreu redução de 24,02%. Em 2002, com o DEC de 11,55 horas de interrupção, o sistema de distribuição no Rio Grande do Norte registrou o segundo melhor desempenho dentre todos os Estados, sendo superado apenas por São Paulo. Mesmo assim, o índice representou elevação de 5,38%, em comparação a 2001.

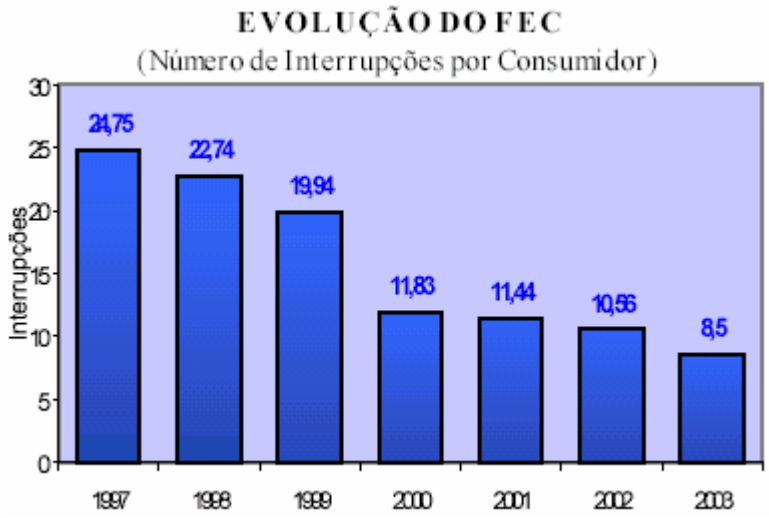
Em 2003, o sistema de distribuição da Cosern registrou índice DEC de 10,65 horas de interrupção, uma redução de 7,79% quando comparado com 2002. A tabela abaixo mostra a evolução do índice DEC – 1997/2003:



Fonte: Cosern

No que se refere à FEC do Rio Grande do Norte, em 2001 foram registradas 11,01 interrupções, a sexta melhor do Brasil. A redução com relação ao ano 2000 foi de 6,93%. No ano de 2002, o FEC de 10,56 interrupções no sistema de distribuição do Rio Grande do Norte foi considerado o terceiro melhor desempenho nacional, ficando apenas de Minas Gerais e São Paulo. O índice significou uma redução de 7,69% em relação ao verificado em 2001.

O FEC de 8,50 interrupções em 2003 representou redução de 19,51% em relação ao verificado em 2002. A tabela a seguir mostra a evolução do índice FEC no período 1997-2003:



Fonte: Cosern

Perdas

As perdas de energia podem ser entendidas como a diferença entre a energia comprada e a energia efetivamente vendida. As perdas de eletricidade da Cosern podem ser divididas em duas categorias: (i) *perdas técnicas*, ou seja, aquelas relacionadas com as características físicas das redes de transmissão e distribuição, e (ii) *perdas comerciais* ou *não técnicas*, derivadas de problemas como fraude, conexões ilegais e medição incorreta.

Após a privatização, a Cosern deu início ao Plano de Redução de Perdas, cuja implementação reverteu tendência de aumento observada até então. Dentre as medidas tomadas, pode-se destacar:

i) regularização de ligações clandestinas;

ii) inspeção a clientes de baixa tensão;

iii) calibração em campo de medidores dos clientes com tensão de fornecimento em alta tensão;

iv) regularização de clientes que se religaram na rede de forma clandestina; e

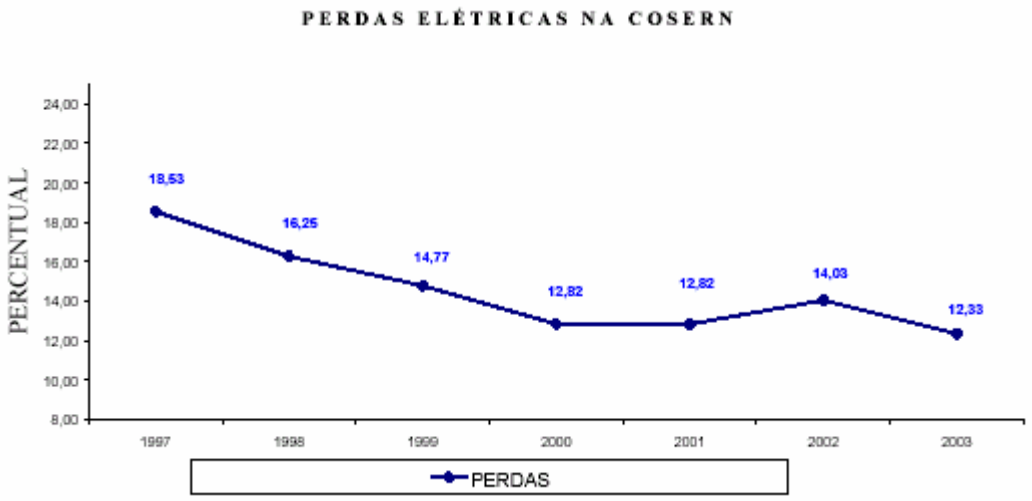
v) instalação de MVAr em bancos de capacitores em alimentadores de distribuição para redução das perdas técnicas.

O índice de perdas em 2001 foi de 12,82%, ou seja, 382.190 MWh de energia. A meta prevista era de 12,4%, não cumprida devido à crise de racionamento de energia ocorrida a partir de maio daquele ano. Em relação ao ano 2000, a redução na energia perdida em 2001 foi de 25.655 MWh (6,3%).

No que se refere à recuperação de energia perdida, em 2001, através dos planos de inspeção e fiscalização das unidades consumidoras foram recuperados 7.783 MWh, equivalentes a R$1,6 milhão. O valor representa um acréscimo de recuperação de 1.116 MWh (16,7%) em relação ao ano 2000.

Em 2002 foram recuperados 16.455 MWh de energia, o que representa aumento de 111,4% em relação aos valores de 2001. Mesmo assim, registrou-se índice de perdas de 14,03%. A elevação de 1,21% em relação ao índice verificado no ano anterior foi motivada pelo aumento dos casos de furto de energia elétrica por parte dos consumidores, como conseqüência do plano de racionamento de energia. Isso pode ser comprovado pelo aumento significativo do número de fraudes constatadas e pela energia recuperada pelas equipes de fiscalização da Cosern. Por outro lado, a menor quantidade de energia comprada, em relação ao previsto, fez com que este índice sofresse elevação com respeito ao projetado.

Em 2003, o índice de perdas de energia elétrica atingiu 12,33%, o menor índice registrado na Cosern nos últimos 13 anos. Nos seis anos posteriores à privatização, a Companhia reduziu em 6,2% esse indicador, o que representa uma economia por ano na compra de energia de aproximadamente R$ 17 milhões. O gráfico abaixo mostra a evolução do índice de perdas elétricas na Cosern entre os anos de 1997 e 2003:



Fonte: Cosern

Conservação de energia

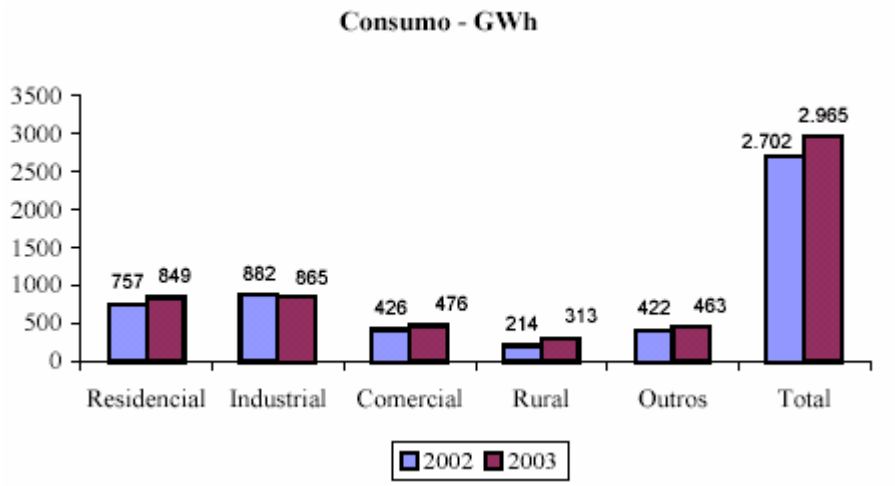
Segundo o Relatório Síntese dos Programas de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica – PROCEL aprovado pela ANEEL, a Cosern investe 0,5% da receita operacional líquida em programas de eficiência energética e 0,5% em programas de pesquisa e desenvolvimento.

Em 2003, a energia economizada pela Cosern correspondeu a 6,52 GWh/ano. A economia representou 0,22% de todo o mercado de distribuição da Companhia, equivalente a 2.965 GWh/ano.

Consumidores

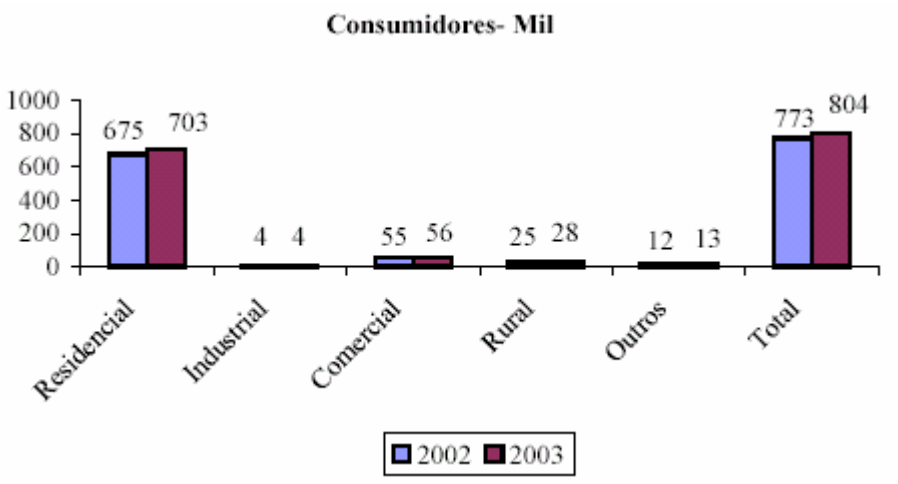
Os consumidores da Cosern são classificados em oito categorias principais: (i) residencial; (ii) comércio, serviços e outras atividades (incluindo universidades e hospitais); (iii) industrial (compreendendo a manufatura e atividades de processamento); (iv) poder público (compreendendo órgãos municipais, estaduais e federais); (v) iluminação pública; (vi) serviços públicos (compreendendo água, esgoto e saneamento); (vii) rural; e (viii) consumo próprio.

As classes de consumidores da Cosern estão distribuídas em dois grandes grupos: (i) o Grupo A, que compreende os consumidores com fornecimento de energia em nível de tensão igual ou superior a 13,8 kV; e (ii) o Grupo B, que compreende os demais consumidores. O mercado consumidor, no ano de 2003, obteve um crescimento de 9,73% em relação ao ano anterior, ficando com isso acima da média do Nordeste, 8,90%. A tabela abaixo ilustra a evolução do consumo de energia elétrica no ano de 2003:



Fonte: Cosern

A Cosern apresentou incremento de 31.436 novos clientes em relação a 2002, encerrando o ano com 804.105 clientes, um crescimento de 4,07%. A classe industrial foi a única que apresentou um desempenho negativo em relação 2002. O grande destaque ficou com a classe rural que apresentou um crescimento extraordinário devido à atividade da carcinicultura. A tabela abaixo mostra a evolução no número de consumidores por classe em 2003:



Fonte: Cosern

Consumidores Livres

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, alterada pela Lei nº 9.648/98, aboliu parcialmente a exclusividade do fornecimento de energia elétrica de que gozavam as concessionárias dentro das respectivas áreas de concessão. O seu artigo 15 prevê etapas nesse processo de implementação do modelo concorrencial. A partir da edição da Lei (i) consumidor com carga igual ou maior que 10 MW, atendido em tensão igual ou superior a 69kV, pode optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica; (ii) a partir de julho de 1998, tais consumidores puderam estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado; (iii) a partir de julho de 2000, os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69kV, poderão optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado; e (iv) a partir de julho de 2003, o Poder Concedente poderá reduzir os limites de cargas e tensão anteriormente mencionados na forma que especificar.

Atualmente, a Cosern possui apenas um consumidor parcialmente livre. O quadro abaixo discrimina esse Consumidor e sua representatividade no total das vendas físicas de energia elétrica e receita líquida da Cosern em junho de 2004.

Descrição - Coteminas	Ponta	Fora de Ponta	Total
Demanda (MW)	0,75	6,1	
Uso (MW)	17,85	15,00	
Energia (MWh)	200	3.650	3.850
Receita Líquida - Cativo (R$)	44.419,20	358.065,74	402.984,94
Receita Líquida - Uso (R$)	346.447,88	202.403,80	548.851,68
Tarifa média cativo (R$/MWh)	224,59601	98,10020364	104,67141

Fonte: Cosern

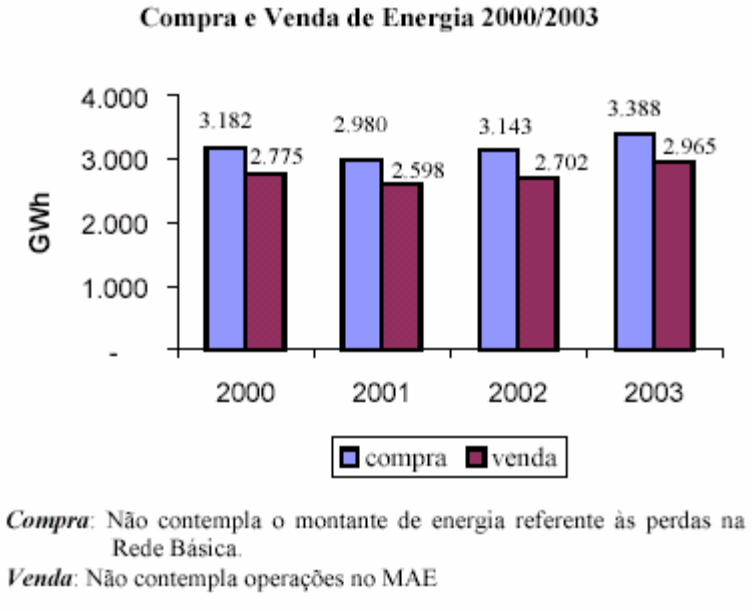
Vendas

Em 2002, a Cosern registrou venda de 2.696 GWh, representando um crescimento de 3,93% se comparado a 2001, enquanto sua base de clientes expandiu-se em 3,72% no mesmo período, atingindo 772.571 clientes.

A composição percentual do volume de vendas por classe de consumidor foi alterada em 2002, sendo a classe residencial a mais afetada, reduzindo em 1,6 % a sua participação no total. O segmento que se contrapôs ao comportamento da classe residencial foi o industrial, que apresentou um crescimento de 1,5% na sua estrutura de participação em relação ao ano de 2001. A média de consumo mensal por consumidor em 2002 foi de 291 kWh. A maior parte do aumento do volume de venda foi causada diretamente pelo aumento nos níveis de consumo e atividade econômica ocorridos no Estado.

No ano de 2003, a energia requerida pelo sistema Cosern apresentou um crescimento de 7,81% em relação à verificada no ano anterior, enquanto as vendas cresceram 9,73%.

O gráfico a seguir demonstra a compra e a venda para o intervalo de 2000 – 2003:



Compra: Não contempla o montante de energia referente às perdas na Rede Básica.
Venda: Não contempla operações no MAE

Fonte: Cosern

A tabela abaixo demonstra o número de consumidores e consumo de energia por classe de consumidores, com respectivas porcentagens, no dia 31 de dezembro de 2003:

Nº de Consumidores e Consumo de Energia por Classe				
	Nº consumidores	%	Consumo MWh	%
Residencial	702.581	87,37	849.153	28,64
Industrial	4.370	0,54	864.721	29,17
Com. Serv. e Outras Atividades	56.437	7,02	475.572	16,04
Rural	27.891	3,47	312.638	10,55
Poder Público	9.467	1,18	146.099	4,93
Iluminação Pública	1.957	0,24	117.996	3,98
Serviço Público	1.307	0,16	191.693	6,47
Consumo Próprio	94	0,02	6.019	0,20
Suprimento	1	-	735	0,02
Total:	**804.105**	**100,00**	**2.964.626**	**100,00**

Fonte: Cosern

O valor das vendas de energia elétrica em 31 de dezembro de 2003 representou 98,82% da receita operacional bruta da Companhia. A receita líquida das vendas aumentou 6,37% em 31 de dezembro de 2003 em relação ao ano de 2002, por sua vez 18,08% superior ao ano de 2001. As classes residencial, comercial e industrial geraram respectivamente um aumento na receita de 35,32%, 26,27% e 13,93% em 2003, comparado com 2002. Esse aumento deveu-se principalmente ao aumento do número de consumidores em cada classe e ao reajuste de 11,49% nas tarifas realizado em abril de 2002.

A tabela abaixo mostra a receita, por classe de consumidor, auferida no período entre os anos de 1999 e 2003:

Receita (em R$ milhões)	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
Residencial	135.633	166.123	146.529	145.289	196.700
Comercial	57.395	73.411	73.734	98.302	119.726
Industrial	74.464	83.431	94.767	126.863	141.632
Poder Público	18.868	23.935	23.512	31.503	39.047
Iluminação Pública	13.751	15.309	12.539	15.897	17.346
Rural	12.590	12.439	15.178	25.081	37.487
Serviço Público	15.150	22.293	22.306	31.430	31.690
Total	327.851	396.941	388.565	474.365	583.627

Tarifas

As tarifas são cobradas pela Cosern com base nos seguintes fatores: (i) classificação do consumidor em relação aos grupos de demanda (A e B); (ii) potência demandada e efetivamente consumida; (iii) energia efetivamente consumida; (iv) meses do ano em que é efetuado o fornecimento; e (v) o horário de fornecimento.

Os critérios expostos acima são utilizados na definição de dois sistemas tarifários: (i) o sistema tarifário horo sazonal, e (ii) o sistema tarifário convencional.

O sistema horo sazonal é aplicável somente aos consumidores do grupo A (aqueles cuja tensão demandada seja igual ou superior a 13,8 kV) que optarem por este sistema. Os consumidores desse grupo pagam, de acordo com esse sistema: (i) pela potência contratada e efetivamente consumida, e (ii) pela quantidade de energia efetivamente consumida. O valor da tarifa é calculado com base no horário (de ponta ou fora de ponta) e nos períodos (secos ou úmidos) de fornecimento.

O sistema tarifário convencional é aplicável a todos os consumidores do Grupo B e aos consumidores do Grupo A que não optarem pelo sistema horo sazonal, sendo calculado sobre a energia efetivamente consumida, sem considerar horário ou sazonalidade. Em relação a estes consumidores do Grupo A, é aplicado um adicional à tarifa convencional em função do maior dos valores obtidos entre a demanda máxima registrada ou a contratada.

As tarifas de fornecimento praticadas pela Companhia na data deste Prospecto são aquelas determinadas pela Resolução Homologatória nº 109, de 20 de abril de 2004, a ANEEL (veja o Anexo VII deste Prospecto)

As tarifas estão sujeitas aos seguintes procedimentos de reajuste e revisão:

i) *reajuste anual*, realizado em 22 de abril de cada ano, com base em uma fórmula que visa a (a) compensar variações nos custos da Cosern representados pela cota da RGR, pela CCC, pelos encargos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, pela TFSEE, pelos encargos de conexão e uso do sistema de transmissão e pela compra de energia elétrica para revenda (conhecidos como "Parcela A"), e (b) atualizar a parte das tarifas que não corresponda àqueles custos (excluído o ICMS) por índice de inflação (o IGP-M ou índice que o substitua) (conhecida como "Parcela B");

ii) *revisão extraordinária*, que pode ser solicitada pela Cosern a qualquer tempo, caso ocorram alterações significativas nos seus custos (incluindo alterações devidas a mudanças nas tarifas de compra de energia, a mudanças nos encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, ou à criação, alteração ou extinção de tributos, exceto o imposto sobre a renda), de modo a restaurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão; e

iii) *revisão periódica,* que deve ter lugar um ano após o quinto reajuste anual concedido e, depois disto, a cada cinco anos, para que o Poder Concedente possa rever as tarifas, para mais ou para menos, considerando eventuais alterações na estrutura de custos e de mercado da Cosern, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional e a necessidade de promover a eficiência e a modicidade das tarifas. Esta revisão será implementada através da determinação de uma variável, conhecida como "Fator X" (atualmente com valor igual a zero), que integra a fórmula do reajuste anual e atua como redutor ou aumentador do IGP-M, ou índice que venha a substituí-lo, aplicável no reajuste.

A fórmula do reajuste anual é a seguinte:

$$\text{índice de reajuste} = \frac{\text{Parcela A + Parcela B x (IGP-M + ou – Fator X)}}{\text{Receita Anual da Cosern}}$$

Em função da Parcela A do reajuste, a Cosern pode repassar para as tarifas parte de seus custos não gerenciáveis. Entre 2002 e 2003, por exemplo, o custo da energia elétrica para a Companhia aumentou cerca de 7,02%, principalmente em função da variação de da variação do crescimento médio de 26,25% nas tarifas e redução de 15,24 % do mercado total contratado.

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Os montantes e variação dos itens de custo da "Parcela A" devem ser neutros, isto é, repassados integralmente para as tarifas. As variações de custos de energia comprada, em decorrência do início da redução dos contratos iniciais (25%), foram reconhecidas no reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003, porém, as variações de custos de energia comprada, ocorridos no período entre 1º de janeiro de 2003 e o reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003, acumularam custos não reconhecidos no reposicionamento tarifário da Companhia.

A Companhia reconheceu como custos da "Parcela A" os valores inerentes a essas variações no montante de R$1,2 milhão referente à energia comprada. O valor correspondente ao período de 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003 já está sendo recuperado através do último reajuste tarifário de 22 de abril de 2003, e ao período de 23 de março de 2003 a 23 de março de 2004 será recuperado no próximo reajuste tarifário. A tabela abaixo demonstra a composição da CVA em 31 de dezembro de 2002 e 31 de dezembro de 2003:

	Ativo			**Passivo**		
Composição	Circulante	Longo Prazo	Total	Circulante	Longo Prazo	Total
CVA – 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001	-	11.696	11.696	-	1.777	1.777
CVA – 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2002	195	-	195	30	-	30
CVA – 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003	4.839	-	4.839	4.141	-	4.141
CVA – 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004	-	10.718	10.718	-	642	642
Total em 31/12/2003	5.034	22.414	27.448	4.171	2.419	6.590
Total em 31/12/2002	7.108	9.483	16.591	6.629	1.441	8.070

Fonte: Cosern

Em 2003 ocorreu a primeira revisão tarifária periódica da Cosern. Seu resultado foi divulgado através da Resolução nº 200, de 16 de abril de 2003, da ANEEL, com um reposicionamento de 11,49% e Fator X de 1,78%, para os reajustes anuais de 2004 a 2007. O índice de reposicionamento médio, de 11,49%, tem aplicação diferenciada para as categorias de consumo em razão do Decreto nº 4.667, de abril de 2003, devido ao fim gradual dos subsídios cruzados existentes entre grupos de consumo. Dessa forma as unidades consumidoras do Grupo A3 (69 kV) tiveram as tarifas elevadas em 11,65%, as do Grupo A4 (13,8 kV) em 13,98% e as do Grupo B (220/380V) em 10,38%. Essas novas tarifas passaram a valer para os consumos que ocorreram após 21 de abril de 2003.

Acordo Geral do Setor Elétrico e Recomposição Tarifária Extraordinária

A Resolução da Câmara de Gestão da Crise – GCE nº 91, de 21 de dezembro de 2001, e as Resoluções nº 31, de 24 de janeiro de 2002 e nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, da ANEEL, regulamentaram o denominado "Acordo Geral do Setor Elétrico", estabelecendo que a recomposição tarifária motivada pela crise do racionamento dar-se-ia através de incremento de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras.

A ANEEL homologou, em 29 de agosto de 2002, os respectivos valores da recomposição tarifária através das Resoluções nº 480 (para o período de 1º de junho de 2001 a 31 de dezembro de 2001) e nº 481 (para o período de 1º de janeiro de 2002 a 28 de fevereiro de 2002). Através da Resolução nº 484, de 29 de agosto de 2002, fixou o prazo máximo de permanência do adicional tarifário para a Recomposição Tarifária Extraordinária nas tarifas de fornecimento, que é 105 meses, contados a partir de dezembro de 2001. Mediante a Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, a ANEEL alterou o prazo máximo de recuperação para 102 meses, excluindo

deste prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A", relativos ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001. A Companhia constituiu provisão para ajuste de realização desse ativo, no valor de R$10,6 milhões.

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

i) recomposição tarifária das perdas com faturamento no período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica:

Composição	**2003**	**2002**
Recomposição tarifária do racionamento (homologado)	130.237	130.237
Remuneração financeira da perda da receita	60.213	25.730
Provisão para ajuste do valor de realização	(10.602)	-
(-) Reversão acumulada	(42.102)	(21.747)
Total	137.746	134.493
Ativo Circulante	(22.028)	(23.552)
Ativo realizável a longo prazo	115.718	110.971
Conciliação do resultado	**2003**	**2002**
Recomposição tarifária do racionamento	-	25.861
(-) Reversão da recomposição tarifária	(20.628)	(21.474)
Efeito no resultado	(20.628)	4.387

Fonte: Cosern

ii) Energia livre – racionamento:

A energia livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais. A Resolução nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, da ANEEL, estabeleceu os procedimentos para registro contábil dos efeitos decorrentes da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que concerne a energia livre. Os registros contábeis devem ser feitos simultaneamente nos ativos e passivos circulantes e longo prazo, tendo como contrapartida, respectivamente, as contas de receita de fornecimento e despesa de energia comprada. Como o Acordo do Setor Elétrico não prevê qualquer custo adicional para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, advindo do reconhecimento contábil da energia livre, a Companhia registrou, no passivo circulante, o montante dos tributos e encargos setoriais reconhecidos.

Os valores contabilizados em 31 de dezembro de 2003 e 2002 como energia livre, homologados pela ANEEL através da Resolução nº 483, de 29 de agosto de 2002, e retificados pela Resolução Normativa nº 01, de 12 de janeiro de 2004, têm a seguinte composição:

	Ativo		**Passivo**		**Resultado**	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo	Receita	Despesa
Energia Livre	8.596	25.369	8.545	25.369	-	-
Tributos e encargos setoriais	195	-	(386)	(2.262)	245	1.115
(-) Reversão	(4.159)	-	(3.705)	-	(4.159)	-
Remuneração Financeira	-	6.171	-	6.171	6.171	(6.171)
Total em 31/12/2003	4.387	31.540	4.454	29.278	2.257	(5.056)
Total em 31/12/2002	7.108	35.153	-	33.915	4.393	(4.237)

Fonte: Cosern

A ANEEL, através da Resolução nº 36, de 29 de janeiro de 2003, alterada pela Resolução nº 89, de 25 de fevereiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para a recuperação e repasse aos geradores, a partir de fevereiro de 2003, dos valores de energia livre, calculados com a aplicação de 18,17% sobre a arrecadação da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

iii) valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A:

Conforme acima descrito, a CVA registra as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. A tabela abaixo demonstra a composição da CVA em 31 de dezembro de 2003:

	Ativo longo prazo	**Passivo longo prazo**
Subvenção para conta de consumo de combustível – CCC	1.116	-
Reserva global de reversão – RGR	-	617
Taxa de fiscalização de serviço de energia elétrica – TFSEE	87	-
Encargos de conexão no sistema de transmissão	-	1.160
Tarifas de utilização do sistema de transmissão – TUST	3.263	-
Energia comprada para revenda	7.230	-
Total em 31 de dezembro de 2003	11.696	1.777
Total em 31 de dezembro de 2002	9.483	1.441

Fonte: Cosern

A Resolução nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, da ANEEL, definiu os itens da "Parcela A" referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados

através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE. Mediante a Resolução n° 001, de 12 de janeiro de 2004, foi excluído o prazo máximo de recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A".

v) Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica:

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu inicialmente, financiamento no valor de R$116 milhões para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Sobre o principal da dívida incidem encargos à taxa SELIC, acrescidos de 1% ao ano, sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

Contas Pendentes e Débitos de Liquidação Duvidosa

Em 31 de dezembro de 2003, a Companhia possuía um total de contas a receber de consumidores de aproximadamente R$140,6 milhões, 1,1% inferior ao ano de 2002. Desse total, 41,8% correspondiam a créditos vincendos, 26,9% correspondiam a créditos vencidos até 90 dias e 31,3% correspondiam a créditos vencidos a mais de 90 dias. Em 31 de dezembro de 2003, o total de créditos vencidos representavam cerca de 13,4% da receita operacional bruta da Cosern no ano 2003.

A situação de atraso e inadimplência é maior entre os clientes do setor público, que é responsável por 97,6% das contas de fornecimento em atraso. O quadro abaixo se refere ao parcelamento de débito de contas de fornecimento de energia em atraso e ao parcelamento de prestação de serviços, em mil reais:

	Saldos Vencidos				
	Vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	31/12/03	2002
Setor público	120.019	6.028	15.298	141.346	78.094
Setor privado	2.440	149	345	2.935	85.798
Total	122.460	6.177	15.644	144.281	85.798
Ativo Circulante	37.874	6.177	15.644	(59.696.)	(46.036)
Realizável a longo prazo	84.585	0,00	0,00	84.585	39.762

Fonte: Cosern

Em 31 de março de 2004, a Companhia finalizou acordo com devedor do setor público para parcelamento de dívida com a Companhia relativa ao fornecimento de energia, no valor de R$100 milhões, a ser paga ao longo de 20 anos.

MAE

Em 31 de dezembro de 2003, a Companhia possui um total de créditos a receber do Mercado Atacadista de Energia – MAE equivalente a R$20,5 milhões e se referem às operações realizadas nesse mercado entre setembro de 2000 e dezembro de 2002, cujo processo de liquidação foi concluído em julho de 2003. Após processo de auditoria, foi apurado um direito de crédito para a Companhia no valor de R$84,2 milhões, dos quais R$63,2 milhões foram efetivamente recebidos no exercício de 2003, R$12,2 milhões encontram-se em litígio judicial e R$8,3 milhões estão negociados diretamente com os agentes do MAE.

Mercado de Atuação

Panorama Geral

De acordo com o artigo 21, inciso II, alínea b, da Constituição Federal, a exploração dos serviços de energia elétrica está a cargo da União, que poderá exercê-la de forma direta ou mediante autorização, concessão ou permissão. Os potenciais de energia hidráulica, por seu turno, dada a sua importância para o desenvolvimento econômico do País, são de propriedade exclusiva da União, como estabelece o artigo 20, inciso VII, da Constituição Federal.

Ao optar pela exploração indireta de serviços de energia elétrica, a União impõe as seguintes obrigações às concessionárias: (i) montagem, manutenção e desenvolvimento do serviço; e (ii) cumprimento das exigências de fiscalização, instituídas pela ANEEL, abrangendo aspectos técnicos, contábeis e financeiros.

Essas obrigações, decorrentes da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, obriga a concessionária manter serviços adequados, melhorá-los e expandi-los, sendo-lhe assegurado, em contrapartida, o equilíbrio econômico e financeiro do seu investimento, através da fixação de tarifas, revistas periodicamente (veja os capítulos "O Setor de Energia Elétrica no Brasil" e "Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico").

Área de Concessão

De acordo com a Portaria nº 472, de 13 de novembro de 1997, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, a área de concessão para exploração do Serviço Público de Energia Elétrica da Cosern corresponde ao território do Rio Grande do Norte, compreendendo a distribuição de energia elétrica em 167 municípios.

No ano de 2003, a participação da Cosern no mercado de energia elétrica brasileiro era de aproximadamente 0,93%.

O quadro abaixo ilustra a participação da Cosern no mercado regional interligado Norte/Nordeste de distribuição de energia elétrica em 31 de dezembro de 2003:

Consumo - MWh - Mercado Regional e Nacional

Discriminação / Ano	**2003**	Participação_COSERN
COSERN	2.965	
Norte *	26798	
Nordeste	41978	7,06%
Norte + Nordeste	68776	4,31%
Sudeste/ Centro Oeste	179447	
Sul	52423	
Brasil	300646	0,99%

* Inclui o Estado do Maranhão e o sistema isolado
Fonte: ANEEL

Panorama do Estado do Rio Grande do Norte

O Estado do Rio Grande do Norte localiza-se na Região Nordeste do Brasil e ocupa uma área de aproximadamente 53.077,1 km^2. O Estado tem uma população de 2,8 milhões de habitantes, um PIB de aproximadamente R$ 9,3 bilhões e uma renda per capita de R$3.343,00. O Rio Grande do Norte possui uma população predominantemente urbana (73,3%), cuja taxa de crescimento média é de 1,58% ao ano. Possui 167 municípios e as suas duas cidades mais populosas são Natal e Mossoró, com aproximadamente 712 mil e 213 mil habitantes, respectivamente.

O Estado possui três portos em plena operação: (i) Porto de Natal; (ii) Porto de Areia Branca (Macau), localizado em mar aberto e especializado na exportação de sal marinho; e (iii) Porto da Petrobrás. O Estado conta ainda com dois aeroportos, localizados em Natal e Mossoró, e 26.943 km de rodovias.

O Rio Grande do Norte tem apresentando as maiores taxas de crescimento econômico da Região Nordeste. Nos últimos trinta anos, a renda per capita do Estado cresceu cerca de 7,5% ao ano, enquanto que, na Região Nordeste, este crescimento foi de aproximadamente 5,5% ao ano no mesmo período.

As tabelas abaixo mostram os principais indicadores econômicos do Estado comparado com os outros estados do Nordeste:

Produto Interno Bruto a preço de mercado e Produto Interno Bruto "Per Capita" dos Estados do Nordeste, Região Nordeste e Brasil em 2001:

Estados	PIB (em R$ milhões)	PIB per capita (em R$ 1,00)
Maranhão	10.293	1.796
Piauí	5.575	1.941
Ceará	21.581	2.858
Rio G. do Norte	9.834	3.490
Paraíba	10.272	2.959
Pernambuco	31.725	3.962
Alagoas	7.569	2.649
Sergipe	8.204	4.514
Bahia	52.249	3.957
Nordeste	157.302	3.255
Brasil	1.198.736	6.954

Fonte: IBGE, Contas Regionais do Brasil – 1999/2000. Dados semi-definitivos.

Taxa média geométrica de crescimento anual do PIB por década –1970/1990:

	70 – 80	80 - 90	90 - 99
Rio Grande do Norte	10,3	7,4	4,2
Nordeste	8,7	3,3	3,0
Brasil	8,6	1,6	2,5

fonte: SUDENE / IBGE

RN, NE e Brasil Participação (%) do PIB Setorial no PIB Total				
	Primário	Secundário	Terciário	Total
Rio G. do Norte	2,2	46,8	51	100,0
Nordeste	9,7	26,0	64,3	100,0
Brasil	11,5	33,8	54,7	100,0

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE
Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE
Dados de 1999

A economia do Estado é baseada em extração de petróleo e gás, indústria têxtil e de confecção, turismo e produção agro-industrial. O Rio Grande do Norte é o maior produtor de sal do País, produzindo aproximadamente 5 milhões de toneladas por ano, cerca de 87% da produção nacional. É também o maior produtor nacional de petróleo em extração no continente e o segundo no geral, sendo responsável pela produção de 100 mil barris por dia. Além disso, o Estado é o maior produtor de gás natural, com uma produção de aproximadamente 1.198 milhões de metros cúbicos por dia.

Com relação aos recursos hídricos, o Rio Grande do Norte tem cerca de 4 bilhões de metros cúbicos de água em reservatórios na superfície e 200 bilhões de metros cúbicos em reservatórios subterrâneos. O Estado é um dos maiores detentores de reservas hídricas do Nordeste. O Rio Grande do Norte é ainda o segundo maior produtor mineral do Nordeste – ficando atrás apenas da Bahia – e está entre os dez primeiros produtores nacionais.

Consumo de Energia Elétrica

O Rio Grande do Norte foi o Estado em que o consumo de energia elétrica mais aumentou nos últimos três anos. Em 2003, o aumento de consumo foi de 9,73% ao ano em média, comparado com 8,90% ao ano da média do restante do Nordeste. Os fatores de crescimento no consumo de energia elétrica no Rio Grande do Norte se devem (i) a atração de indústrias, como resultado do programa de captação de investimentos do Governo do Estado que oferece incentivos diferenciados através de políticas sociais, econômicas e fiscais para todos os setores da economia; (ii) ao crescimento do consumo das empresas de grande porte já instaladas, tais como Petrobras e Coteminas; e (iii) a expansão de 4,01% dos consumidores residenciais do Estado.

Em 31 de dezembro de 2003, o crescimento do mercado nacional de energia elétrica foi de 3,7% em relação a 2002. Por classe de consumo, a expansão do mercado foi sustentada de maneira geral pelo desempenho das classes comercial e residencial que mantiveram crescimento em patamar elevado. Por outro

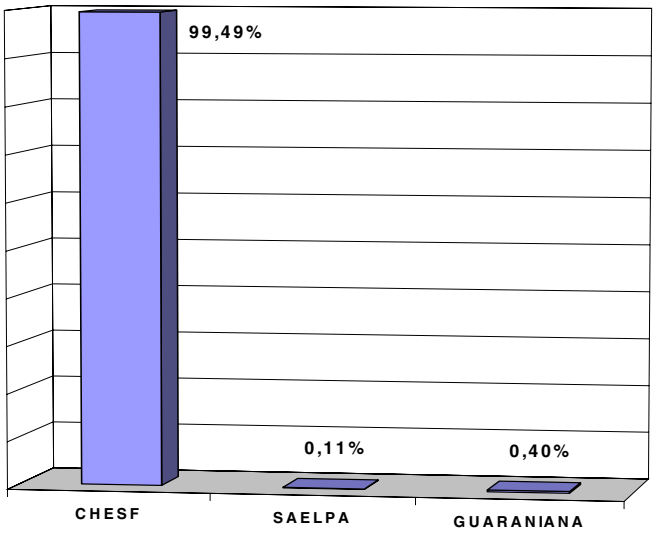
lado, apesar do crescimento da atividade industrial no Estado, seu fraco desempenho, em todas as regiões do País, impactou o mercado global, refletindo, ao longo do ano, as medidas de ajuste econômico adotadas pelo Governo Federal em face da crise financeira internacional.

A tabela abaixo demonstra a taxa média de crescimento no consumo de energia elétrica por classe no Estado, em 2003:

Classe	**Crescimento %**
Residencial	12,12
Industrial	-1,98
Comercial	11,70
Rural	45,97
Poder Público	14,87
Iluminação	14,57
Serviço Público	2,65
Próprio	21,80
Suprimento	39,11

Matérias Primas nas Atividades da Cosern

A principal matéria prima para desenvolvimento das atividades da Companhia é a energia elétrica. O principal fornecedor da Cosern é a CHESF, que supre 99,59% da sua demanda de energia elétrica. A Cosern também compra energia da Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba – SAELPA e da Guaraniana S.A., mas de forma residual. O gráfico abaixo demonstra os atuais percentuais de participação de cada fornecedor no suprimento total da Cosern:



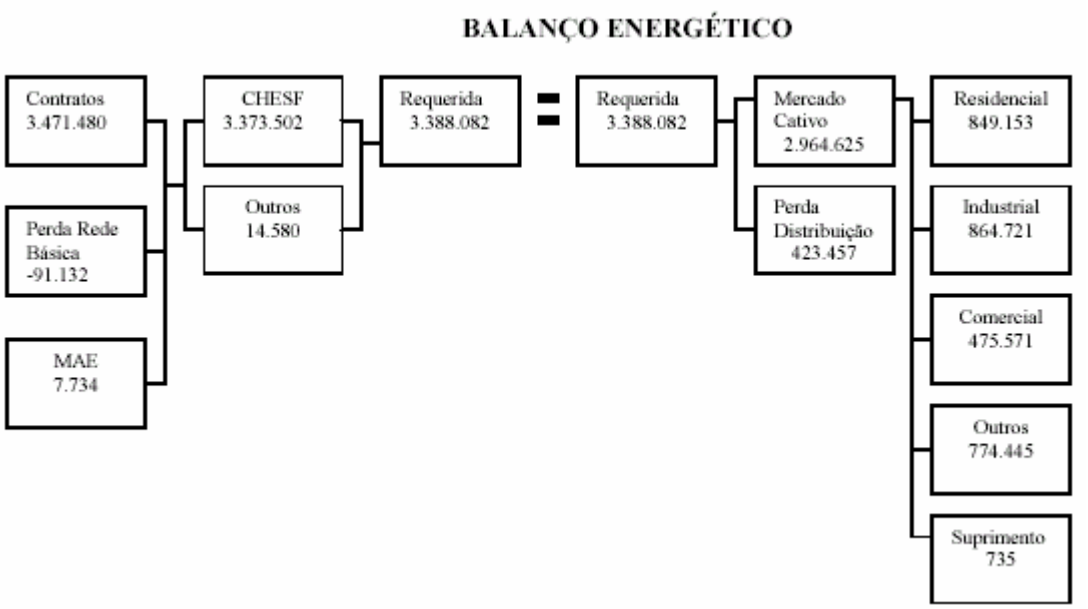
Até junho de 1999, a Cosern comprava energia da CHESF com base num contrato único de suprimento, no qual estava incluído o transporte de energia. Esse contrato foi substituído por outros, a saber: (i) de compra e venda de energia; (ii) de uso da rede de transmissão e (iii) conexão ao sistema de transmissão. No que se refere

aos contratos de compra e venda de energia, a Cosern possui contrato inicial e outros dois contratos celebrados em função da aquisição de energia através de leilões efetuados no âmbito do MAE, tendo todos a CHESF como fornecedora. (veja capítulo "Atividades da Cosern – Contratos Relevantes à Atividade da Cosern")

Até 31 de dezembro de 2003, a Cosern não celebrou novos contratos de compra de energia. As tabelas abaixo mostram as demandas e energias contratadas pela Cosern no período entre 2000 e 2003:

Fornecedor	E / D	2000	2001	2002	2003
CHESF	E	3.856.176	3.912.905	4.086.567	3.029.293
	D	7.358.000	7.530.276	7.851.529	5.815.760
SAELPA	E	4.854	5.004	5.004	3.717
	D	13.651	14.090	14.090	10.433
GCS	E	-	-	4.176	13.855
CHESF LEILÃO 6 ANOS	E	-	-	-	394.200
CHESF LEILÃO 4 ANOS	E	-	-	-	30.660
TOTAL	**E**	**3.861.030**	**3.917.909**	**4.095.747**	**3.471.725**

Atualmente, a energia elétrica contratada pela Cosern supre as necessidades de seu mercado. Eventuais sobras de energia podem ser vendidas no MAE ou por meio da celebração de contratos bilaterais. O gráfico abaixo mostra o balanço energético da Cosern em 31 de dezembro de 2003:



Fonte: Cosern

Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico

Ação Governamental

Até a metade da década de 90, os serviços de energia elétrica eram explorados quase que exclusivamente por empresas estatais, as quais gozavam de monopólio sobre as respectivas áreas de atuação. Os preços, volumes de fornecimento e demais condições econômicas de tal exploração eram sujeitos a estrito controle regulamentar.

No entanto, já no início dos anos 90, esse modelo entrara em crise. Em 1993, o sistema elétrico brasileiro aproximara-se da falência, quando o Governo Federal foi chamado a assumir um passivo da ordem de US$ 26 bilhões em dívidas e a conceder um aumento real nas tarifas da ordem de 70%.

A partir disso, o Governo Federal concebeu um novo modelo institucional para o setor elétrico, com vistas a (i) transferir, do Estado à iniciativa privada, o ônus dos investimentos necessários à expansão da oferta de energia e (ii) garantir um suprimento confiável de eletricidade à população com o menor custo possível. Assim, durante a década de 90, 19 companhias de distribuição de energia e 3 companhias de geração foram privatizadas no âmbito do Programa Nacional de Desestatização e um novo modelo regulatório para o setor foi concebido (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

No âmbito dessa reestruturação do setor elétrico, foram instituídos novos elementos e estruturas no mercado, tais como: a ANEEL, o ONS, o MAE, o Consumidor Livre, o Produtor Independente, o Agente de Comercialização. Foram também definidas novas regras para o Autoprodutor. Estabeleceu-se ainda que a comercialização de energia entre as empresas do setor passaria a dar-se em condições livremente negociadas, após um período de transição (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

Em reunião realizada em 8 de maio de 2001, o CNPE reconheceu que o sistema elétrico brasileiro entrara em uma crise de oferta, à medida que a oferta de energia elétrica tornou-se insuficiente para assegurar o atendimento total da demanda nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil em condições normais de consumo. Para enfrentar a crise, o Governo Federal tomou diversas medidas, entras as quais destacam-se: (i) a criação da CGCE; (ii) a instituição do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica; e (iii) a instituição do Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

Em 9 de janeiro de 2002, o Governo Federal anunciou que implementaria diversas medidas corretivas da regulamentação do Setor Elétrico. Em 1º de fevereiro de 2002, foram anunciadas algumas dessas medidas, relacionadas a vários aspectos do setor, desde o desenho institucional do Ministério de Minas e Energia, do MAE e do ONS até o preço da energia, passando pela desverticalização dos agentes do setor e outras questões.

Mesmo não tendo sido completamente implantado o modelo previsto para a reestruturação do setor elétrico, o Governo Federal que assumiu em janeiro de 2003 passou, através do MME, a elaborar um novo modelo institucional para o setor elétrico ("Novo Modelo"), o qual foi concluído em dezembro de 2003.

Segundo relatório publicado pelo MME em dezembro de 2003, o Novo Modelo tem por objetivos principais: (i) aumentar a segurança do suprimento de energia elétrica, (ii) promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente da energia para consumidores regulados e (iii) enfatizar a dimensão social do setor elétrico, por meio de programas como o de universalização do atendimento.

Para implementar o Novo Modelo foram publicadas as Leis n°s 10.847 e 10.848, ambas de 15 de março de 2004. Dentre as principais inovações introduzidas por estas normas destacam-se (i) alteração das regras para comercialização de energia e licitação dos empreendimentos de geração, (ii) reorganização das competências dos órgãos públicos que atuam no setor, (iii) alterações estruturais no MAE (que será substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) e no ONS e (iv) novas obrigações e restrições às atividades empresariais das distribuidoras que operam no Sistema Interligado Nacional – SIN.

A Lei n° 10.847/04 autorizou a criação da EPE. A EPE terá por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, em matérias tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Panorama Legislativo

Segundo o artigo 22, inciso IV da Constituição Federal, é da competência privativa da União legislar sobre energia.

De acordo com o artigo 20, inciso VIII da Constituição Federal, os potenciais de energia hidráulica são considerados bens da União. A exploração de serviços ou instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água é de competência da União, nos termos do artigo 21, inciso XII, alínea "b" da Constituição Federal. Tal exploração pode ser feita diretamente ou mediante concessão, permissão ou autorização, devendo a exploração mediante concessão ou permissão ser obrigatoriamente precedida de licitação (art. 175 da Constituição Federal).

Antes da reestruturação ocorrida na década de 90, o principal estatuto legal do setor elétrico era o Código de Águas (Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934), que permitia ao Poder Público controlar e incentivar o aproveitamento industrial dos potenciais hidrelétricos. Os principais diplomas que marcam a reforma do setor elétrico durante a década de 90 são:

i) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que regulamentou o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, regulando, dentre outros assuntos, (a) direitos e obrigações de concessionários/permissionários e usuários, (b) procedimentos de licitação, (c) contratos de concessão, (d) política tarifária e (e) intervenção, caducidade e extinção da concessão ou permissão;

ii) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que instituiu regras específicas aplicáveis às concessões, permissões e autorizações para prestação de serviços de energia elétrica e criou as figuras do Produtor Independente de energia elétrica e do Consumidor Livre;

iii) Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, que regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor;

iv) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que criou a ANEEL, sucessora do DNAEE, e definiu o regime econômico-financeiro dos contratos de concessão de serviço público de energia elétrica;

v) Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que dispôs sobre a política energética nacional e instituiu o CNPE;

vi) Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que autorizou o Governo Federal a promover a reestruturação societária da Eletrobrás e de suas subsidiárias Eletrosul, Eletronorte, CHESF e Furnas, com vistas a sua privatização, e estabeleceu a livre negociação de energia elétrica entre os diversos agentes do setor, prevendo, no entanto, uma fase de transição; e

vii) Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamentou a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica por meio das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, regulamentou o MAE e definiu regras de organização do ONS; a parte relativa à organização do ONS foi revogada pelo Decreto n° 5.081, de 14 de maio de 2004.

Com o advento da crise energética, teve início a revisão do modelo do Setor Elétrico, com vistas a aperfeiçoar a regulamentação que se seguiu à reforma da década de 90. Os principais diplomas que marcam essa revisão são:

i) Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, que criou a CGCE (extinta pelo Decreto n° 4.261, de 6 de junho de 2002) e estabeleceu o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e o Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica;

ii) Medida Provisória 2.209, de 29 de agosto de 2001, que autorizou a União a criar a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com prazo de duração até 30 de junho de 2006, com o objetivo de (a) viabilizar o aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo; e (b) superar a crise energética;

iii) Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que instituiu, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o PPT, com o objetivo de estimular a implantação de usinas termelétricas pela iniciativa privada, através do oferecimento de certos benefícios destinados a viabilizar projetos dessa natureza;

iv) Decreto nº 3.900, de 29 de agosto de 2001, que regulamentou a constituição da CBEE;

v) Lei n° 10.433, de 24 de abril de 2002, que autorizou a transformação do MAE em pessoa jurídica de direito privado e o reformulou;

vi) Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispôs sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e a universalização do serviço público de energia elétrica;

vii) Lei n° 10.604, de 17 de dezembro de 2002, que estabeleceu novas regras para a aquisição de energia por parte das concessionárias de distribuição, determinou a substituição dos contratos de fornecimento de energia entre distribuidoras e consumidores potencialmente livres por contratos equivalentes de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição e de compra de energia elétrica e dispôs sobre recursos para subvenção a consumidores de energia elétrica da Subclasse Baixa;

viii) Lei n° 10.762, de 11 de novembro de 2003, que criou o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica;

ix) Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, que autorizou a criação da EPE;

x) Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, que dispôs sobre a comercialização de energia elétrica; e

xi) Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

As disposições dessas normas são complementadas por extensa regulamentação infra-legal oriunda do Ministério de Minas e Energia, do extinto DNAEE e da ANEEL, além da GCE e de outros órgãos e associações com competência para regular aspectos técnicos ou comerciais específicos.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A ANEEL, autarquia federal sob regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada pela Lei nº 9.427/96 para regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes estabelecidas pelo Governo Federal. A ANEEL sucedeu o extinto DNAEE, que regulava e fiscalizava o setor sob o regime anterior. As atribuições da ANEEL, entre outras, são:

i) promover mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovado pelo poder concedente, licitações destinadas (a) à contratação de concessionárias de serviço público de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e (b) à outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

ii) regular os serviços públicos de energia elétrica concedidos, permitidos ou autorizados e fiscalizar permanentemente sua prestação, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais;

iii) gerir os contratos de concessão ou permissão de serviços públicos de energia elétrica e de concessão de uso de bem público;

iv) aplicar as penalidades previstas na regulamentação e nos contratos de concessão ou permissão;

v) intervir, nos termos definidos em lei, nos serviços, com o fim de assegurar sua adequada prestação;

vi) homologar reajustes e proceder à revisão de tarifas;

vii) homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica;

viii) aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada nas formas regulada e livre;

ix) definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição;

x) estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio ambiente e conservação;

xi) zelar pela boa qualidade dos serviços concedidos e receber, apurar e solucionar queixas e reclamações dos usuários;

xii) incentivar a competitividade mediante restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si; e

xiii) dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, Produtores Independentes e Autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores.

As companhias prestadoras de serviços de energia elétrica devem recolher à ANEEL a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE. Essa taxa é calculada anualmente, em função do benefício econômico auferido por cada empresa, e recolhida em duodécimos. Para o ano de 2001, o valor da TFSEE anual devida pela Cosern foi de R$928.623,93. Para o período entre abril de 2002 e março de 2003, o valor da TFSEE anual foi de R$683.036,49 e para o período de abril de 2003 a março de 2004, R$1.068.297,97. Por fim, para o período entre abril de 2004 a março de 2005, o valor da TFSEE anual é de R$1.263.798,08.

A ANEEL é gerida por um Diretor-Geral e quatro Diretores, nomeados pelo Presidente da República para cumprir mandatos não-coincidentes de quatro anos. A estrutura administrativa da autarquia inclui ainda uma Procuradoria Geral e vinte Superintendências: de Regulação Econômica, de Estudos Econômicos do Mercado, de Mediação Administrativa Setorial, de Comunicação Social, de Gestão dos Potenciais Hidráulicos, de Estudos e Informações Hidrológicas, de Concessões e Autorizações de Geração, de Concessões e Autorizações de Transmissão e Distribuição, de Fiscalização dos Serviços de Geração, de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade, de Fiscalização Econômica e Financeira, de Regulação dos Serviços de Geração, de Regulação dos Serviços de Transmissão, de Regulação dos Serviços de Distribuição, de Regulação da Comercialização da Eletricidade, de Planejamento da Gestão, de Gestão Técnica da Informação, de Relações Institucionais, de Recursos Humanos e de Administração e Finanças.

Agentes Prestadores de Serviços

A exploração dos serviços e instalações de energia elétrica é regulada a partir da sua divisão entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (incluindo importação e exportação). Cada atividade está sujeita a regras específicas e sua exploração é outorgada de forma independente.

Em se tratando de distribuidora de energia elétrica, um único concessionário ou permissionário não pode exercer outra atividade além de distribuição, salvo em casos específicos como o de atendimento a sistemas elétricos isolados, ou a geração para atendimento ao mercado próprio, sob regime de serviço público, por distribuidora cujo mercado seja inferior a 500 GWh/ano.

Consumidores Livres

A partir de julho de 2000, os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69kV, com carga igual ou maior que 3MW, puderam optar por adquirir energia de qualquer outro concessionário, permissionário ou autorizado a prestar serviço de energia elétrica do SIN. Da mesma forma, desde julho de 1995 consumidores que se instalarem na área de distribuição de determinada concessionária ou permissionária e cuja carga seja igual ou maior que 3MW, atendidos em qualquer tensão, podem escolher livremente seu fornecedor. Desde 2003, a ANEEL pode estender esse direito a outros consumidores com tensão e/ou carga mais baixa (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Clientes").

Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão adquirir energia elétrica de outro fornecedor com previsão de entrega a partir do ano subseqüente ao da declaração formal desta opção ao seu agente de distribuição. O prazo para esta declaração será de até 15 dias antes da data em que o agente de distribuição está obrigado a declarar a sua necessidade de compra de energia elétrica com entrega no ano subseqüente, exceto se o contrato de fornecimento celebrado entre o consumidor potencialmente livre e o agente de distribuição dispuser expressamente em contrário (artigo 49 do Decreto n° 5.163/04). Referido prazo poderá ser reduzido a critério do respectivo distribuidor.

A opção do consumidor potencialmente livre por se tornar Consumidor Livre poderá abranger a compra de toda a carga de sua unidade consumidora de outro fornecedor, ou de parte dela, garantido seu pleno atendimento por meio de contratos, cabendo à ANEEL acompanhar as práticas de mercado desses agentes.

Para conferir eficácia à opção feita pelos consumidores, a legislação assegura aos fornecedores (quer sejam geradores, distribuidores ou agentes de comercialização) e consumidores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, ressarcidos os custos de transporte envolvidos, e determina que a compra e venda de energia elétrica seja contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Até 31 de dezembro de 2009, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar em suas unidades industriais energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou de produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, mediante notificação à concessionária de distribuição ou geração, com antecedência mínima de 180 dias, ou maior prazo se previsto no contrato de fornecimento em vigor.

Os consumidores livres poderão retornar à condição de consumidores atendidos mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, nos termos da lei e da regulamentação, desde que informem tal intenção à distribuidora local, com antecedência mínima de 5 anos, podendo este prazo ser reduzido pela própria distribuidora.

Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O MAE é submetido à autorização, à regulamentação e à fiscalização pela ANEEL. O MAE administra (i) um sistema de atribuição, entre seus membros, de montantes de energia elétrica disponíveis no sistema e não vinculados a (ou resultantes de sobras de) contratos de longo prazo no SIN e (ii) a liquidação da contrapartida financeira correspondente a tal atribuição. As operações realizadas no MAE são sujeitas a um extenso conjunto de regras, incluindo a Convenção de Mercado Atacadista de Energia Elétrica, instituída pela Resolução nº 102, de 1º de março de 2002. A Convenção de Mercado dispõe sobre as regras de participação no MAE, os seus órgãos de administração, o processo de contabilização e liquidação das operações nele realizadas e as obrigações dos seus membros (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

O MAE será sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE após processo de transição a ser concluído em 90 dias a contar da publicação do Decreto n° 5.163/04. A CCEE terá por finalidade viabilizar a comercialização de energia nos termos da Lei nº 10.848/04. Os bens, recursos e instalações pertencentes ao MAE ficarão vinculados às suas operações até que os agentes promovam sua incorporação ao patrimônio da CCEE.

A CCEE será integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS foi criado pela Lei nº 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/04. Entre outras atribuições, compete ao ONS: (i) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do SIN; (ii) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos; (iii) a supervisão e controle da operação do SIN e das interligações internacionais; (iv) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso; e (v) a proposição ao Poder Concedente das ampliações de instalações da rede básica, bem como de reforços do SIN, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

Contratos Iniciais e transição para livre negociação

Os Contratos Iniciais são contratos de fornecimento de energia elétrica firmados entre geradores e distribuidores, conforme determinação dos órgãos de planejamento do setor elétrico, cujas tarifas e volumes de energia são homologados pela ANEEL. O propósito de obrigar os grandes geradores e os distribuidores a celebrar esses contratos foi evitar que os preços e demais condições de abastecimento de energia fossem radicalmente afetados pela súbita liberação da comercialização de toda a energia disponível nos sistemas interligados, com o advento da livre negociação entre os agentes do mercado prevista pela Lei nº 9.648/98.

Os montantes de energia e de demanda de potência dos Contratos Iniciais da região sul foram calculados pelo GCOI e homologados pela ANEEL em agosto de 1998. Os montantes de energia e de demanda de potência dos Contratos Iniciais das regiões norte/nordeste e sudeste/centro-oeste foram calculados pelo GCOI e homologados pela ANEEL em dezembro de 1998. Foram estabelecidos montantes para 1999, 2000 e 2001. Durante 2002, são repetidos os montantes indicados para 2001**.** De acordo com o artigo 10, II, da Lei nº 9.648/98, a partir de 2003 os montantes de energia e de demanda de potência sob Contratos Iniciais vêm sendo gradualmente reduzidos à razão de 25% ao ano em relação ao montante relativo a 2002. Em princípio, a energia liberada dos Contratos Iniciais seria livremente negociada no mercado. Entretanto, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, permitiu que os Contratos Iniciais fossem aditados, observados os critérios de prazo e montantes definidos em regulamentação específica (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

Limites e Condições para Participação dos Agentes nas Atividades do Setor Elétrico

A Resolução nº 278, de 19 de julho de 2000, da ANEEL, estabelece limites e condições para participação dos agentes nas atividades do setor de energia elétrica, de modo a evitar que a concentração da propriedade dos ativos em algumas empresas prejudique a concorrência no setor.

Segundo a Resolução nº 278/00, nenhum agente poderá deter mais do que (i) 20% da capacidade instalada de geração, ou da energia distribuída, ou da comercialização com consumidores finais, ou da comercialização intermediária (isto é, com outros agentes que vendem a consumidores finais) no sistema elétrico nacional, (ii) 25% da capacidade instalada de geração ou da energia distribuída no sistema elétrico das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, (iii) 35% da capacidade instalada de geração ou da energia distribuída do sistema elétrico das regiões Norte e Nordeste. Além disso, a soma aritmética dos percentuais de participação de um agente na comercialização final e na comercialização intermediária no sistema elétrico nacional não poderá superar 25%.

A ultrapassagem dos limites de participação na geração é admitida apenas quando a participação total do agente decorrer de uma única usina. A ultrapassagem dos limites de participação na distribuição é admitida somente quando resultar do crescimento do consumo no mercado servido pelo agente a taxas superiores às médias nacional ou regional.

O agente que ultrapassar esses limites não poderá adquirir novos ativos ou participações no bloco de controle de empresas do setor de energia elétrica, se a aquisição ampliar ainda mais o percentual de participação ultrapassado.

Os limites estabelecidos pela Resolução nº 278/00 não se aplicam a empresas em processo de desestatização sob o Programa Nacional de Desestatização.

Ainda de acordo com a Resolução nº 278/00, os distribuidores que atendem a demanda superior a 300GWh/ano não poderão destinar a energia elétrica de produção própria ou adquirida de empresas a eles vinculadas para atender mais do que 30% da demanda de seus consumidores cativos (isto é, aqueles que não são Consumidores Livres - "veja o capítulo "Atividades da Cosern – Clientes"). Desse limite deve ser excluída: (i) a energia vinculada a Contratos Iniciais, (ii) a energia proveniente de pequenas centrais hidrelétricas, de fontes alternativas de geração e de centrais de co-geração, (iii) a energia produzida por termelétricas que entrem em operação em 2001 ou 2002, que somente será considerada para efeito do cálculo do limite de 30% após 2012 e (iv) a energia produzida por hidrelétricas cuja entrada em operação estivesse prevista para ocorrer após 31 de dezembro de 2002, mas que tenha sido antecipada para 2001 ou 2002, que somente será considerada para efeito do cálculo do limite de 30% após 2012.

Em complemento aos limites descritos acima, a Lei n° 10.848/04 promoveu alterações na Lei n° 9.074/95, incluindo em seu artigo 4°, § 5°, proibições para que as distribuidoras que atuem no SIN exerçam as seguintes atividades:

i) geração de energia elétrica;

ii) transmissão de energia elétrica;

iii) venda de energia a consumidores livres, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos que não são consumidores livres, inclusive tarifas e prazos;

iv) participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvada a possibilidade captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à prestação do serviço, e respeitado o disposto nos respectivos contratos de concessão; ou

v) estranhas ao objeto da concessão ou permissão, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão.

As distribuidoras têm prazo de 18 meses para se adequarem às novas vedações legais, a contar de 15 de março de 2004.

Referidas vedações não se aplicam às distribuidoras em caso de:

i) atendimento a sistemas elétricos isolados;

ii) atendimento ao seu mercado próprio, desde que este seja inferior a 500 GWh/ano e a totalidade da energia gerada, sob o regime de serviço público, seja a ele destinada; e

iii) captação, aplicação ou empréstimo de recursos financeiros destinados ao próprio agente ou a sociedade coligada, controlada, controladora ou vinculada a controladora comum, desde que destinados ao serviço público de energia elétrica, mediante anuência prévia da ANEEL.

Também as geradoras que atuam no SIN são proibidas de tornarem-se coligadas ou controladoras de distribuidoras que atuam no SIN.

Por meio da recente Resolução n° 63, de 12 de maio de 2004, a ANEEL regulamentou de maneira minuciosa as hipóteses e procedimentos para imposição de sanções a agentes do setor elétrico, incluindo distribuidoras de energia como a Cosern, pelo descumprimento de deveres legais ou contratuais. Referida Resolução contém um rol de infrações cujas penalidades vão desde advertência e multa, a qual pode variar de 0,01% a 2% sobre o faturamento do agente infrator, até caducidade da concessão ou permissão de prestação de serviço público de energia elétrica. A Resolução nº 63/04 revoga e substitui a Resolução ANEEL nº 318, de 6 de outubro de 1998, que tratava do mesmo assunto.

O procedimento para aplicação de penalidades é instaurado após ser lavrado auto de infração em que sejam constatadas irregularidades praticadas pelo concessionário ou permissionário. Tal procedimento é movido, conforme a natureza da infração, (i) pela superintendência da ANEEL responsável pela ação fiscalizadora, (ii) pela diretoria da ANEEL, por proposta daquela superintendência, ou (iii) pelo Poder Concedente, por proposta da ANEEL.

A ANEEL poderá, alternativamente à imposição de penalidade, firmar com o concessionário ou permissionário termo de compromisso de ajuste de conduta, visando à adequação da conduta irregular às disposições regulamentares e/ou contratuais aplicáveis.

Tarifas de Fornecimento

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dispõe sobre a política tarifária para a prestação dos serviços públicos mediante concessão e permissão, assegurando às concessionárias retorno adequado pela prestação dos serviços e os custos incorridos para tanto, visando, ainda, à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e à observância do princípio da modicidade tarifária (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Tarifas").

Os contratos de concessão permitem que as companhias de distribuição repassem a seus consumidores finais, por meio das tarifas, custos associados à compra de energia. Contudo, tendo em vista a possibilidade, antes do advento da Lei nº 10.604/02, de livre negociação na compra e venda de energia elétrica em complemento aos volumes dos Contratos Iniciais, para garantir níveis moderados de tarifas e estimular a compra eficiente de energia, a ANEEL impôs limites aos preços livremente negociados na compra de energia que podem ser repassados para as tarifas dos consumidores. Esses limites foram impostos com a criação do mecanismo do Valor Normativo - VN, através da Resolução 266, de 13 de agosto de 1998, da ANEEL. Foram estabelecidos limites ao repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários de distribuição, bem como os procedimentos para a solicitação de reajuste dessa tarifa. Posteriormente, esse mecanismo foi revisto pelas Resoluções nº 133, de 4 de junho de 1999, nº 22, de 1º de fevereiro de 2001 e n° 246, de 6 de maio de 2002, da ANEEL, que lhe introduziram algumas alterações, mas mantiveram sua estrutura básica.

A fórmula estipulada pela ANEEL para obtenção do custo a ser repassado para o consumidor final na tarifa tem por base (i) o volume de energia adquirida, (ii) a média de preços da energia adquirida (ajustados por comparação com o VN aplicável), e (iii) as cobranças relacionadas com o uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição relativos à energia adquirida, em cada caso, através dos Contratos Iniciais e através de novos contratos negociados através do MAE.

O reajuste das tarifas é anual e seu montante é fixado levando em conta as variações nos tributos e encargos setoriais a que está sujeita a atividade de distribuição, nos custos de aquisição de energia elétrica incorridos pela distribuidora e nos níveis de inflação.

A Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, criou a CVA, onde deve ser contabilizada a variação entre os reajuste anuais: (i) da tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu; (ii) da tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu; (iii) da quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; (iv) da quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; (v) da tarifa de uso das instalações de transmissão; (vi) da Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos - CFURH; e (vii) dos encargos de serviços de sistema – ESS cobrados no âmbito do MAE.

A mencionada Portaria previu que o saldo da CVA na data de reajuste tarifário anual seria compensado nas tarifas de fornecimento das concessionárias ao longo do período de 12 meses subseqüentes ao reajuste (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Clientes – Tarifas"). A Instrução Interministerial n° 116/03, todavia, adiou por doze meses a compensação do saldo da CVA que seria realizada nos reajustes anuais tarifários ocorridos no período de 8 de abril de 2003 a 7 de abril de 2004. Tal saldo, acrescido do saldo a ser apurado no referido período, deverá ser compensado nos vinte e quatro meses subseqüentes ao reajuste tarifário anual que ocorrer entre 8 de abril de 2004 e 7 de abril de 2005.

A Lei n° 10.762, de 11 de novembro de 2003, criou o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica. Tal programa é destinado a, por meio de meio de financiamento a ser concedido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, suprir a insuficiência de recursos das concessionárias em razão do adiamento da aplicação do mecanismo de compensação do saldo da CVA, conforme descrito acima. O financiamento obtido junto ao BNDES deverá ser amortizado em 24 meses, observado o prazo de carência de 60 dias a contar das revisões ou reajustes tarifários anuais realizados entre 8 de abril de 2004 e 7 de abril de 2005. A Cosern não aderiu a esse programa.

O artigo 10 da Lei n° 8.631, de 4 de março de 1993, com redação dada pelo artigo 7° da Lei 10.848/04, dispõe que o inadimplemento, pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas, no recolhimento das parcelas das quotas anuais de Reserva Global de Reversão - RGR, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, CDE, CCC, CFURH e outros encargos tarifários criados por lei, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC.

Regulamentação Ambiental

Dado o exercício de atividades potencialmente poluidoras e modificadoras do ambiente, a Cosern deve observar as regras impostas pelas seguintes normas:

i) Lei nº 4.771, de 15 de setembro de 1965, alterada pela Medida Provisória nº 2.166-67, de 24 de novembro de 2001, que institui o Novo Código Florestal;

ii) Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, alterada pela Lei nº 7.804, de 18 de julho de 1989, e pela Lei 8.028, de 12 de abril de 1990, que dispõe sobre a política nacional do meio ambiente e atribui sanções aos poluidores do meio ambiente;

iii) Lei nº 7.347, de 24 de julho de 1985, que possibilita a propositura de ação civil pública para a responsabilização de agentes que ocasionem danos ao meio ambiente;

iv) Resolução nº 1, de 23 de janeiro de 1986, do CONAMA, que prevê a elaboração de Relatório de Impacto Ambiental – RIMA;

v) Decreto Federal nº 99.274, de 6 de junho de 1990, alterado pelo Decreto Federal nº 3.942, de 27 de setembro de 2001, que dispõe sobre licenciamento e penalidades impostas a danos contra o meio ambiente;

vi) Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997, do CONAMA, que exige o licenciamento prévio para localização, construção, instalação, ampliação, modificação e operação de empreendimentos e atividades capazes de causar degradação ambiental;

vii) Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, alterada pela Lei 9.985, de 18 de julho de 2000, e pela Medida Provisória 2.163-4, de 23 de agosto de 2001, que dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente; e

viii) Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, que cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências;

ix) Resolução nº 279, de 27 de junho de 2001, do CONAMA, que dispõe sobre o licenciamento ambiental simplificado para os empreendimentos elétricos de pequeno impacto ambiental; e

x) Lei Estadual Complementar nº 272, de 3 de março de 2004, que dispõe sobre a Política e o Sistema Estadual do Meio Ambiente, as infrações e sanções administrativas ambientais, as unidades estaduais de conservação da natureza, institui medidas compensatórias ambientais e dá outras providências.

Considerações Gerais

O meio ambiente está definido pelo artigo 225 da Constituição Federal como um "bem de uso comum e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao poder público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações". É, portanto, patrimônio comum cuja preservação está assegurada constitucionalmente.

A construção e manutenção de linhas de transmissão são atividades potencialmente poluidoras e, portanto, se sujeitam a extensa legislação ambiental. Nesse sentido, o desenvolvimento de empreendimentos elétricos necessita de licenciamento pelos órgãos ambientais competentes, em que são levados em conta estudos e análises dos impactos que podem ser causados ao meio ambiente.

Além disso, o cumprimento das normas de proteção ambiental está sujeito à fiscalização, que no Estado do Rio Grande do Norte é exercida pelo Instituto de Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte – IDEMA, autarquia vinculada à Secretaria de Planejamento e Finanças do Estado do Rio Grande do Norte.

Licenciamento Ambiental

O Sistema Estadual do Meio Ambiente (SISEMA) constitui-se dos órgãos e entidades da Administração Pública do Estado e dos Municípios do Rio Grande do Norte que, de alguma forma, atuam na proteção e na melhoria da qualidade ambiental. Dentre eles, encontra-se o IDEMA, responsável pela execução, coordenação e supervisão da Política Estadual do Meio Ambiente.

Dentre as competências do IDEMA, destaca-se a de instituir e administrar o Cadastro Técnico Estadual de Atividades Relacionadas com o Uso de Recursos Ambientais e Potencialmente Poluidoras. Empreendimentos ligados à instalação de linhas de transmissão de energia elétrica, por se tratarem de atividades potencialmente degradadoras, necessitam do referido cadastro.

Ainda, de acordo com o Decreto nº 99.274/90 e a Lei Estadual Complementar nº 272/04, dependem de prévio licenciamento a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimento de atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, bem como os empreendimentos capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, tais como os empreendimentos elétricos, inclusive a construção de linhas de transmissão.

O licenciamento de atividades e obras com significativo impacto ambiental, de âmbito nacional ou regional, é da competência do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA. Por outro lado, compete ao órgão ambiental estadual o licenciamento de empreendimentos elétricos cujo impacto atinja apenas áreas situadas dentro do Estado ou que sejam localizados ou desenvolvidos nas florestas e demais formas de vegetação natural de preservação permanente. No Rio Grande do Norte, o licenciamento ambiental é da competência da Coordenadoria de Meio Ambiente – CMA, unidade administrativa do IDEMA.

O licenciamento ambiental de um empreendimento elétrico compreende basicamente três etapas, em cada qual o empreendedor deverá obter diferentes licenças ambientais, quais sejam: (i) Licença Prévia ("LP"), na fase preliminar de planejamento do empreendimento, cuja concessão leva em conta o impacto ambiental do empreendimento, analisado a partir de estudo elaborado por profissionais técnicos; (ii) Licença de Instalação ("LI"), autorizando o início da implantação do empreendimento, de acordo com as condições e restrições da LP; e (iii) Licença de Operação ("LO"), autorizando, após as verificações necessárias, o início das operações do empreendimento e, quando couber, o funcionamento dos equipamentos de controle de poluição exigidos, de acordo com o previsto na LP e na LI.

Em função da necessidade de expansão da oferta de energia com o Racionamento, o Governo Federal, em 2001, determinou a redução dos prazos para conclusão do licenciamento ambiental dos empreendimentos elétricos, tais como de linhas de transmissão, usinas de geração e até a importação de energia. O prazo máximo total para o licenciamento de uma linha de transmissão é de três meses. Caso fique comprovado, durante o licenciamento, que o empreendimento elétrico provocará pequeno impacto ambiental, o prazo total para a conclusão do licenciamento passa a ser de dois meses, adotando-se para tanto um procedimento mais simples que o habitual.

As licenças ambientais, conforme o caso, tem prazo de validade de 1 a 5 anos, precisando ser renovadas ao seu final para que continuem a ter validade. Além disso, todos os custos incorridos pelo órgão responsável pela emissão das respectivas licenças deverão ser ressarcidos pela empresa interessada.

Infrações e Penalidades

A Lei nº 9.605/98 trata, dentre outros assuntos, das penalidades aplicáveis às hipóteses de danos ao meio ambiente.

O não cumprimento das medidas necessárias à preservação ou correção dos danos causados pela degradação da qualidade ambiental sujeitará o transgressor a:

i) multa simples ou diária;

ii) perda ou restrição dos incentivos e benefícios fiscais concedidos pelo poder público;

iii) perda ou suspensão de participação em linhas de financiamento em estabelecimentos oficiais de crédito; e

iv) suspensão de sua atividade.

Do mesmo modo, a Lei Complementar Estadual nº 272/04 prevê penalidades aplicáveis às infrações administrativas ambientais. Toda conduta que viole regras jurídicas de uso, gozo, promoção, proteção e recuperação do meio ambiente está sujeita a (i) advertência; (ii) apreensão, destruição ou inutilização do instrumento ou produto da infração; (iii) embargo da obra ou atividade; (iii) suspensão ou interdição da atividade ou empreendimento; (iv) demolição da obra; (v) restrição de direitos; e (vi) multas que variam de R$ 50,00 a R$ 50.000.000,00.

Além das penalidades previstas acima, o poluidor é obrigado, independentemente da existência de culpa (art. 14, §1º, da Lei nº 6.938/81), a indenizar e a reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros.

Adicionalmente, a Lei nº 7.347/85 possibilita a propositura de ação civil pública para a responsabilização de agentes que ocasionem danos ao meio ambiente. Nestes casos, o juiz poderá determinar o cumprimento de uma determinada prestação, como a adaptação de equipamentos e/ou técnicas de geração de energia elétrica, ou ainda a cessação da atividade nociva, sob pena de execução específica ou de multa diária.

Direitos de Propriedade Intelectual

A Cosern não possui nenhuma marca, patente ou licença registrada no Instituto Nacional de Propriedade Industrial – INPI, bem como não é parte de contrato de transferência de tecnologia relacionado às suas atividades.

Contratos de Financiamento Relevantes ao Desempenho das Atividades da Companhia

Os contratos de financiamento relevantes para o desempenho das atividades da Companhia são:

Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 61.928 – BNDES/FINEM

Em 1º de junho de 2000, a Companhia e o Banco Nacional de Desenvolviemento Econômico e Social – BNDES celebraram o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 61.928 – BNDES/FINEM, no valor de R$65,2 milhões, destinados ao plano de investimentos em expansão, melhorias e modernização do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Figuram como agentes financeiros da operação (i) Banco Credibanco S.A. (sucedido pelo Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.); (ii) Banco Alfa de Investimento S.A.; (iii) Banco Itaú BBA S.A.; (iv) Banco Sudameris Brasil S.A.; (v) Banco ABC Brasil S.A.; e (vi) Banco BVA S.A. O prazo total do contrato é de 96 meses, incluindo o prazo de carência, e o prazo de amortização é de 72 meses. A taxa de juros convencionada é de 4,5% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, divulgada pelo Banco Central.

A Cosern deu em garantia ao BNDES parte de sua receita, em valor equivalente a, no mínimo, 140% do valor da dívida. Além disso, a Cosern emitiu, em favor dos agentes financeiros, nota promissória com vencimento à vista de valor equivalente a 130% do montante devido.

Em 31 de dezembro de 2003, o saldo devedor desse contrato era de R$ 55 milhões.

Referido contrato possui *covenants* que não estão sendo cumpridos pela Companhia e que constituem hipótese de vencimento antecipado do contrato (veja o capítulo "Fatores de Risco – Riscos Relativos à Cosern – Risco de Vencimento Antecipado"). Estes *covenants* são Patrimônio Líquido / Ativo Total > 50% e Endividamento Financeiro Líquido / Patrimônio Líquido < 40%. Em 31 de dezembro de 2003, os índices apresentados pela Companhia para estes *covenants* eram 44,2% e 81,5%, respectivamente.

Em 4 de agosto de 2004, foi celebrado aditivo ao contrato, estabelecendo novos *covenants* e prevendo o compartilhamento de Garantia Real com os Agentes Financeiros. A eficácia deste aditivo está condicionada à autorização do BNDES.

Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito

Em 14 de fevereiro de 2002, a Companhia e o BNDES firmaram o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, no valor de R$123 milhões, para suprir parte das insuficiências de recursos da Companhia decorrentes de (i) redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica; e (ii) variações de valores relativos ao Contrato de Concessão, verificadas no exercício de 2001.

Os juros pactuados são de 1%, a título de "*spread*", acima da taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, tornando-se exigíveis juntamente com as respectivas amortizações do principal. O principal da dívida deverá ser pago ao BNDES da seguinte forma:

i) R$ 117 milhões em 101 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira prestação em 15 de março de 2002 e a última em 15 de julho de 2010; e

ii) R$ 6 milhões em 4 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 15 de agosto de 2010 e a última em 15 de novembro de 2010.

Em garantia à obrigação assumida, a Cosern procedeu à cessão e transferência ao BNDES, através do mecanismo de conta vinculada, do produto da cobrança da tarifa de fornecimento de serviços públicos de distribuição de energia elétrica no valor equivalente a 4,42 % do seu faturamento mensal. Em 31 de dezembro de 2003, o saldo devedor desse contrato era de R$107 milhões.

Contrato de Mútuo com Banco Santander

Em 21 de janeiro de 2004, foi celebrado contrato de mútuo entre a Companhia e o Banco Santander Brasil S.A. no valor de R$42,6 milhões. De acordo com o contrato, a Cosern deve pagar taxas de juros equivalentes a 2,26% ao ano, base 360 dias, calculados exponencialmente, mais 100% da taxa média dos Depósitos Interfinanceiros, denominada Taxa DI Over "Extra Grupo", apurada e divulgada diariamente pela CETIP.

O prazo de vencimento do contrato é de 360 dias contados a partir da data do mesmo, ou seja, 20 de janeiro de 2005. Em garantia dos compromissos assumidos, a Cosern emitiu ao Banco Santander nota promissória, no valor total da obrigação, com vencimento à vista e com prazo de apresentação de 60 (sessenta) meses contados da data do contrato.

Contrato de Abertura de Crédito – Conta Hot DI CETIP/NP

Em 16 de março de 2004, foi renovado o Contrato de Abertura de Crédito – Conta Hot DI CETIP/NP, entre a Companhia e o Banco Itaú S.A., no valor de R$8 milhões. De acordo com o contrato, a Cosern deve pagar taxas de juros equivalentes a 112% da taxa média dos Depósitos Interfinanceiros, denominada Taxa DI Over "Extra Grupo", apurada e divulgada diariamente pela CETIP. Os juros são calculados com base 30 dias e seu pagamento ocorre no dia imediatamente posterior ao da utilização de quaisquer recursos pela Cosern.

A data de vencimento do contrato é 15 de junho de 2004. Em garantia dos compromissos assumidos, a Cosern emitiu ao Banco Itaú nota promissória de valor equivalente a 125% do montante do contrato. O Banco Itaú pode ainda sacar, para cobrança, letras de câmbio representativas de qualquer quantia em atraso.

Pre-Export Finance Agreement Nr 20011130

Em 30 de novembro de 2001, foi celebrado o "Pre-Export Finance Agreement Nr 20011130" entre a Companhia e o Banco Itaú Europa S.A. – SFE/Madeira, tendo com avalista a Guaraniana S.A., no valor de US$20 milhões. A Cosern deve pagar taxas de juros de 3,5% ao ano mais o equivalente a 100% da Taxa Interbancária Londrina – Taxa *Libor*.

O vencimento do contrato dar-se-á em 30 de setembro de 2004, sendo que nesta data será exigível o pagamento do principal pactuado. Os juros deverão ser pagos em (i) 29 de maio de 2002; (ii) 25 de novembro de 2002; (iii) 23 de maio de 2003; (iv) 20 de novembro de 2003; (v) 18 de maio de 2004; e (vi) 30 de setembro de 2004. Em garantia dos compromissos assumidos, a Cosern emitiu nota promissória ao Banco Itaú Europa S.A. – SFE/Madeira no valor total da obrigação.

Pre-Export Financing Agreement 3300000210-0

Em 26 de agosto de 2001, foi celebrado o "Pre-Export Financing Agreement 3300000210-0" entre a Companhia e o "Banque Européenne Pour L'Amérique Latine (B.E.A.L.) S.A." e seu agente local, o Banco Europeu para a América Latina (B.E.A.L.) S.A., que pertence ao WestLB Group, no valor de US$22 milhões.

A Cosern deve pagar taxas de juros equivalentes à taxa anual aplicável no mercado interbancário de Londres para depósitos em dólares norte-americanos no período de 24 meses. A taxa deverá ser determinada pelo BEAL com dois dias úteis de antecedência à data de desembolso, acrescida de 3,7% ao ano, base 360 dias. O vencimento do contrato dar-se-á em 29 de agosto de 2004, sendo que nesta data será exigível o pagamento do principal pactuado. Os juros deverão ser pagos seis meses após da data de desembolso de recursos feito pelo BEAL, conforme solicitação da Companhia.

Em garantia dos compromissos assumidos, a Cosern emitiu nota promissória ao "Banque Européenne Pour L'Amérique Latine (B.E.A.L.) S.A." no valor total de cada desembolso solicitado. Além disso, foi celebrado Instrumento Particular de Contrato de Caução entre a Companhia e o BEAL em que foram caucionados créditos decorrentes dos Contratos de "Swap" n^{os} 6029762, 6029763, 6029764 e 6029765, celebrados entre a Cosern e o BEAL. O único contrato de "swap" ainda não liquidado pela Companhia é o de nº

6029765, no valor de R$ 62.459.837,72, cujo vencimento dar-se-á em 30 de agosto de 2004. De acordo com o contrato, a Cosern deve pagar o equivalente a 65% da taxa média dos Depósitos Interfinanceiros, denominada Taxa DI Over "Extra Grupo", apurada e divulgada diariamente pela Central de Custódia e Liquidação de Títulos – CETIP, calculados sobre o valor do principal. Por sua vez, o BEAL deve pagar a Cosern o equivalente a 100% da variação da variação da taxa de venda do dólar norte-americano acrescida de juros de 8,144262% ao ano linear.

Contrato de Mútuo para Repasse de Empréstimo Externo NR 2770/48-IA

Em 22 de novembro de 2001, foi celebrado o Contrato de Mútuo para Repasse de Empréstimo Externo NR 2770/48-IA entre a Companhia e o Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Brasil S.A. no valor de US$3,935,303.61, referente a empréstimo em moeda contraído pela Cosern junto a Japan Bankers Trust Co., LTD - Japão. De acordo com o contrato, a Cosern deveria pagar taxas de juros de 5,5% ao ano, mais variação cambial.

Referido contrato foi aditado sete vezes, sendo que o último aditamento data de 30 de março de 2004; o Banco Bradesco S.A., sucessor do Banco Bilbao Vizcaya, prorrogou parcela do principal, equivalente a US$4,1 milhões, de 30 de março de 2004 para 28 de junho de 2004. Sobre o valor da parcela incidem juros de 5,95% ao ano, calculados de forma linear.

Contrato de Mútuo para Repasse de Empréstimo Externo NR 2770/48-IA

A Companhia celebrou com o Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Brasil S.A., em 18 de novembro de 2002, Contrato de Financiamento com Repasse de Empréstimo Externo nº 2770/48-JS, no valor de US$331,714.66, pelo prazo de 91 dias, pagável em uma parcela com vencimento final fixado em 17 de fevereiro de 2003. O contrato foi aditado seis vezes, sendo que em 30 de março de 2004 o Banco Bradesco S.A., sucessor do Banco Bilbao Vizcaya, prorrogou parcela do principal, vencível em 30 de março de 2004, para 28 de junho de 2004, pelo valor de US$331,714.66. Sobre o valor da parcela incidem juros de 5,95% ao ano, calculados de forma linear, equivalentes a 0,4959% ao mês.

Contratos Relevantes para o Desenvolvimento das Atividades da Companhia

Contrato de Concessão

Nos termos de Decreto Presidencial de 6 de outubro de 1997 e através do Contrato de Concessão, celebrado em 31 dezembro de 1997, a União Federal concedeu à Cosern o direito à exploração de determinados serviços públicos de distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte. De acordo com o Contrato de Concessão, as instalações de transmissão são consideradas como integrantes da concessão de distribuição.

Os serviços de distribuição abrangem 167 Municípios do Estado do Rio Grande do Norte. Em condições excepcionais e sujeitas à aprovação do Poder Concedente, a Cosern poderá distribuir energia elétrica a consumidores localizados fora dessa área.

Para todos os efeitos contratuais e legais, incluindo a caducidade, intervenção, encampação, extinção ou transferência, a Companhia possui uma concessão única para distribuição no conjunto da área acima descrita. O prazo da concessão estende-se até 31 de dezembro de 2027, sendo prorrogável por igual período, a critério do Poder Concedente e mediante requerimento a ser apresentado pela Cosern, até 36 meses antes do seu término.

A Companhia deve comunicar ao Poder Concedente, de antemão, o desenvolvimento de atividades empresariais diversas da exploração da referida concessão, contabilizando as receitas assim auferidas em separado.

A Companhia somente pode suspender a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica se o consumidor, depois de notificado, (i) não efetuar os pagamentos nos prazos estabelecidos pela Companhia; (ii) não cessar prática que configure utilização irregular da energia elétrica; ou (iii) não atender à recomendação que lhe tenha sido feita para adequar as suas instalações a requisitos exigidos pelas normas técnicas e de segurança.

O Contrato de Concessão prevê o funcionamento do Conselho de Consumidores. A ANEEL reuniu-se com o referido Conselho durante o processo de fiscalização e não houve menção de nenhuma reclamação no relatório correspondente.

A Cosern estará sujeita a multas pecuniárias sempre que: (i) deixar de fornecer informações e dados requisitados pelo Poder Concedente no prazo estabelecido; (ii) deixar de adotar as providências indicadas para restabelecer a regularidade ou garantir a qualidade e eficiência dos serviços concedidos; (iii) deixar de atender aos pedidos de ligação, ampliação ou melhoramento de instalações elétricas; (iv) descumprir disposições referentes à incorporação da Ibidem, decorrentes do Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão (veja o item “Histórico - Reestruturação Societária” acima); ou (v) descumprir norma legal ou regulamentar, determinação do Poder Concedente ou qualquer disposição ou cláusula do contrato.

Em caso de descumprimento de qualquer dessas obrigações, o Poder Concedente poderá (i) aplicar multa em valor não superior a 0,1% do faturamento da Cosern; ou (ii) intervir na concessão. No que se refere ao descumprimento da obrigação referida no item (iv) acima, poderão ser aplicadas multas de 1% ou até 2% sobre o valor do faturamento da Companhia. O inadimplemento poderá ainda culminar na caducidade da concessão ou na rescisão do contrato, hipóteses em que a concessão será extinta.

A concessão será igualmente extinta pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga. De acordo com a legislação, a concessão também poderá ser extinta no caso de encampação dos serviços, isto é, o Poder Concedente poderá declarar extinta a concessão por motivo de conveniência e oportunidade administrativa, sem que a Cosern tenha dado causa a tanto. Nesse caso, deverá haver lei autorizativa e o Poder Concedente deverá indenizar a Companhia pelas perdas e lucros cessantes, antes mesmo da encampação. Além disso, a falência, a extinção ou a transferência do controle acionário da Cosern sem prévia autorização do Poder Concedente também constituem causas à extinção da concessão.

A Companhia comprometeu-se ainda a implementar medidas que tenham por objetivo a conservação de energia. Para tanto, deve elaborar e apresentar ao Poder Concedente, até o dia 30 de setembro de cada ano, programa de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica para cada ano subseqüente. Esse programa tem como meta a redução das perdas técnicas e comerciais globais e a racionalização do uso da energia elétrica, devendo contemplar, no mínimo, 1% da receita anual da Companhia.

Pela distribuição de energia elétrica, a Companhia cobra tarifas homologadas pelo Poder Concedente (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Tarifas" e o Anexo VII deste Prospecto).

A exploração da concessão é acompanhada, fiscalizada e controlada pelo Poder Concedente através da ANEEL. No exercício dessa fiscalização, a ANEEL deve elaborar relatórios a cada cinco anos, no mínimo.

A Cosern deve submeter ao exame e aprovação da ANEEL todos os contratos, acordos ou ajustes celebrados com pessoas físicas e jurídicas integrantes do grupo que controla a Companhia, incluindo (i) sua acionista controladora, (ii) suas controladoras indiretas, (iii) coligadas, (iv) empresas direta ou indiretamente controladas por pessoas que direta ou indiretamente controlam a Cosern e (v) empresas que tenham administradores em comum com a Companhia. Adicionalmente, o Poder Concedente poderá determinar o desfazimento de qualquer contrato celebrado pela Companhia quando verificar que dele possam resultar danos aos serviços concedidos ou tratamento diferenciado aos consumidores.

Contrato de Uso do Sistema de Transmissão ("CUST")

O contrato de uso do sistema de transmissão foi celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão ("Concessionárias") e a Cosern, em 30 de dezembro de 2002. O objeto do contrato é estabelecer os termos que regularão o uso da rede básica de transmissão pela Companhia.

De acordo com o CUST, as Concessionárias devem prestar serviços de operação dos sistemas elétricos interligados, bem como a sua administração para a Cosern. O ONS será responsável pela coordenação e controle desses serviços.

A Companhia deve pagar mensalmente uma remuneração pelo uso do sistema de transmissão (i) às Concessionárias pelos serviços contratados; (ii) ao ONS; (iii) às Concessionárias por eventuais ultrapassagens de demanda fixadas nos contratos iniciais; e (vi) às Concessionárias por eventuais sobrecargas em suas instalações e equipamentos, conforme regulamentação da ANEEL. Os encargos de uso do sistema de transmissão pagos pela Companhia, em 2003, foram da ordem de R$34 milhões. Os encargos em dezembro de 2003 correspondiam a R$2,7 milhões

Os encargos pagos às Concessionárias são reajustados mediante regulamentação da ANEEL e também de acordo com os contratos de concessão. O pagamento deve ser feito em três parcelas, com vencimentos nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao mês da prestação dos serviços e no dia 5 do mês subseqüente. Sobre parcelas em atraso incidem multa moratória de 2% e juros de 12% ao ano.

As indenizações por danos diretos a consumidores finais, causadas por perturbações nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, comprovadamente atribuída a um membro associado do ONS, serão de sua responsabilidade e por ele custeado. A contabilização dos valores a serem ressarcidos às concessionárias de distribuição será definida pelo ONS, dentro do prazo máximo de 60 dias contados da data da ocorrência.

Caso o dano direto tenha sido causado pelo ONS, será caracterizada a responsabilidade sistêmica, o que significa dizer que o pagamento das indenizações será dividido entre os agentes e o processo de ressarcimento deverá ser conduzido pelo próprio ONS. O rateio obedece a critério fixado pelo ONS em 15 de outubro de 1999, que consiste em proporcionalidade de 60% para os agentes de distribuição; 20% para os agentes de geração; e, 20% para os agentes de transmissão.

Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

O contrato de conexão ao sistema de transmissão foi celebrado entre a Chesf e a Cosern, com a interveniência do ONS, em 14 de fevereiro de 2000. Referido contrato tem por objeto o estabelecimento das condições, procedimentos, responsabilidades técnico-operacionais e comerciais que irão regular a conexão da Cosern com a rede básica, através das instalações de conexão e pontos de conexão de propriedade da Chesf.

A responsabilidade de operar e manter as instalações de conexão e os pontos de conexão é da Chesf. É de sua responsabilidade, ainda, efetuar e informar ao ONS e à Cosern as leituras das medições das conexões. No caso de ocorrer qualquer violação da capacidade operativa das instalações de conexão, as partes se comprometem a avaliar a necessidade de implementar os ajustes técnicos e comerciais necessários à adequação ao novo valor de demanda.

A Cosern pagará à Chesf mensalmente os encargos devidos, de acordo com os montantes e regras estabelecidos pela ANEEL. Em 31 de dezembro de 2003, o valor dos encargos era de R$ 173.759,58.

Os pagamentos são feitos em três parcelas, sendo (i) uma até o dia 15 do mês seguinte ao mês de uso da conexão; (ii) uma até o dia 25 do mês seguinte ao mês de uso; e (iii) outra até o dia 5 do mês subseqüente. Sobre parcelas em atraso incidem multa moratória de 2% e juros de 12% ao ano.

Contratos de Compra e Venda de Energia

Contrato Inicial

O contrato inicial de compra e venda foi celebrado em 7 de janeiro de 2000, tendo prazo até 31 de dezembro de 2005. Referido contrato tem por objeto a compra e venda de energia (montante de MWh contratado no mês efetivamente consumido pela Cosern) e demanda (montante de MWh/h contratado no mês e colocado à disposição da Cosern).

A energia fornecida é faturada e paga mensalmente. O pagamento é dividido em três parcelas, vincendas nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao suprimento e no dia 5 do mês subseqüente. A Companhia pode requisitar a prorrogação do prazo de vencimento de parte da terceira parcela, com incidência dos encargos moratórios abaixo discriminados, se comprovar o inadimplemento de seus consumidores finais no montante proporcional à parte do preço da energia que deseja prorrogar, até no máximo o valor da terceira parcela.

As parcelas não pagas no vencimento estão sujeitas aos seguintes encargos moratórios: (i) juro de mora de 12% (doze por cento) ao ano, calculados *pro rata die*; e (ii) multa de 2 % (dois por cento) sobre o valor total do débito.

A Resolução nº 451, de 29 de dezembro de 1998, da ANEEL, homologou os montantes de energia e demanda de potência contratados aos geradores para as concessionárias de distribuição das regiões Norte e Nordeste. Esta resolução estipulou uma fase de transição que as concessionárias deveriam observar até a total implementação do MAE. A partir do ano 2002 até o ano 2005, os montantes contratados com a CHESF deveriam ser gradualmente reduzidos da seguinte forma:

i) no ano 2003, correspondente a 25% dos valores indicados para 2001;

ii) no ano 2004, correspondente a 50% dos valores indicados para 2001; e

iii) no ano 2005, correspondente a 75% dos valores indicados para 2001.

As tarifas aplicadas à demanda e a energia contratadas eram, em 31 de dezembro de 2003, respectivamente de R$ 44,68 e R$ 4,43, reajustadas automaticamente pelo Poder Concedente.

Contrato de Compra e Venda de Energia 010/2002

O Contrato de Compra e Venda de Energia 010/2002, de 23 de setembro de 2002, foi firmado pela Cosern com a CHESF. Referido contrato tem como objeto estabelecer os termos e condições gerais que regulam a compra e venda de 3,5 MWh por hora e 4,816 MW de potência, correspondentes a 7 lotes de energia adquiridos pela Cosern em leilão realizado no MAE nº 001/2002.

A obrigação da CHESF quanto à entrega dos montantes de energia e potência contratadas iniciou-se em 1º de janeiro de 2003, encerrando-se 48 meses após tal data. A Cosern paga mensalmente à CHESF, por MW/h, o valor de R$45,99, ajustado pela variação *pro rata* do IGP-M/FGV entre 16 de setembro de 2002 e 1º de janeiro de 2003. A partir de 1º de janeiro de 2004 ocorre reajuste anual do valor do contrato, conforme fórmula lastreada no IGP-M/FGV.

O pagamento será feito em 3 parcelas, sendo (i) uma até o dia 15 do mês seguinte ao da contratação de energia; (ii) uma até o dia 25 do mesmo mês; e (iii) uma até o dia 5 do mês seguinte ao mês referido nas outras duas parcelas. Em caso de mora, incidem sobre as parcelas multa de 3% e juros de 1% ao mês. A parte que der causa à rescisão do contrato ficará obrigada a pagar à outra parte multa e indenização por perdas e danos.

Em garantia do pagamento dos valores devidos pela Cosern, foi criado mecanismo de vinculação da receita da Cosern oriunda do pagamento das contas de consumo de energia elétrica, ao pagamento das obrigações sob o contrato. Através desse mecanismo, em caso de inadimplência da Companhia, procede-se ao bloqueio de conta responsável pela captação da receita oriunda do fornecimento de energia elétrica, com posterior transferência dos recursos correspondentes ao atraso de pagamento para conta diversa, usada exclusivamente para este fim.

Contrato de Compra e Venda de Energia 017/2002

O Contrato de Compra e Venda de Energia 017/2002, de 23 de setembro de 2002, foi firmado pela Cosern com a CHESF e tem por objeto estabelecer os termos e condições gerais que regulam a compra e venda de 45MWh e 61,92MW de potência, correspondentes a 90 lotes de energia adquiridos pela Companhia no leilão realizado no MAE nº 001/2002.

A entrega dos montantes de energia e potência contratadas pela CHESF iniciou-se em 1º de janeiro de 2003 e deverá ocorrer até 72 meses após tal data. A Cosern por sua vez paga mensalmente à CHESF por MW/h, o valor de R$46,33, ajustado pela variação *pro rata* do IGP-M/FGV entre 16 de setembro de 2002 e 1º de janeiro de 2003. A partir de 1º de janeiro de 2004 ocorre o primeiro reajuste anual, conforme fórmula lastreada no IGP-M/FGV.

O pagamento é feito em 3 parcelas, sendo (i) uma até o dia 15 do mês seguinte ao da contratação de energia; (ii) uma até o dia 25 do mesmo mês; e (iii) uma até o dia 5 do mês seguinte ao mês referido nas outras duas parcelas. Em caso de mora, incidirão sobre as parcelas multa de 3% e juros de 1% ao mês. A parte que der causa à rescisão do contrato ficará obrigada a pagar à outra parte multa e perdas e danos.

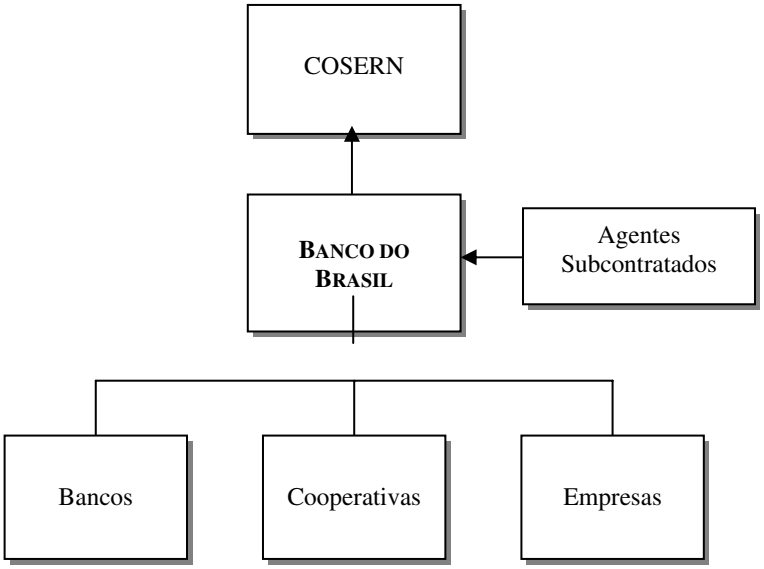
Em garantia do pagamento, foi criado mecanismo de vinculação da receita da Cosern, oriunda do pagamento das contas de consumo de energia elétrica, ao pagamento das obrigações sob o contrato. Procede-se ao bloqueio de conta responsável pela captação da receita oriunda do fornecimento de energia elétrica, com posterior transferência dos recursos correspondentes ao atraso de pagamento para conta diversa, usada exclusivamente para este fim.

Faturamento e Arrecadação

A Cosern fatura o consumo de energia elétrica de seus consumidores mensalmente. Consumidores servidos em alta tensão, baixa tensão e setor público têm prazo de cinco, cinco e quinze dias para pagar suas contas, respectivamente, a contar da data de apresentação da fatura. Consumidores inadimplentes estão sujeitos a multas de 2% sobre o valor da conta pelo atraso no pagamento e a suspensão do fornecimento.

Vencida a conta e não paga em sete dias, a Cosern envia uma notificação ao consumidor inadimplente concedendo prazo adicional de quinze dias para o pagamento. Findo este prazo, a Cosern concede mais quatro dias úteis (tendo em vista que o pagamento pode estar em fase de repasse pelo agente arrecadador) e, não pago o valor devido, só então suspende o fornecimento de energia.

Treze bancos, oito empresas e algumas cooperativas prestam à Cosern serviço de agente arrecadador de contas de energia elétrica, pelo que recebem uma comissão por cada conta arrecadada. Os agentes-empresas, por sua vez, subcontratam outras empresas, na sua maioria farmácias. A arrecadação é toda direcionada para o Banco do Brasil, que repassa os valores recebidos para a Cosern. Em dezembro de 2003, 56,7% da arrecadação ocorreu por meio dos bancos e 43,3% por meio das empresas. Nenhuma empresa, por sua vez, arrecadou individualmente mais que 15% do total do faturamento. O organograma abaixo descreve o sistema de arrecadação da Cosern desde o ponto de arrecadação até a entrada na sua conta corrente.



A Cosern controla diariamente os repasses feitos pelos seus agentes arrecadadores. Caso algum agente fique inadimplente com relação a suas obrigações, a Cosern o notifica para que pague os valores recebidos imediatamente, sob pena de ter esses valores descontados da sua própria comissão. A Cosern pode, se necessário, descredenciar qualquer agente arrecadador em dois dias, inclusive os subcontratados. Dos agentes arrecadadores, exceto os bancos, a Cosern exige hipotecas para garantir o integral repasse das contas recebidas.

Fatores Macroeconômicos

Há basicamente cinco fatores macroeconômicos principais que exercem influência direta nos negócios da Cosern: inflação, taxa de juros, variação cambial, crescimento econômico e crise energética.

Inflação

Historicamente, o Brasil apresentou índices extremamente elevados de inflação e vários momentos de instabilidade no processo inflacionário. As medidas governamentais destinadas a combatê-la geraram, no passado, significativos efeitos adversos sobre a economia do país. O Plano de Estabilização (Real) introduzido em 1994 resultou na redução sustentada dos altos índices de inflação até então verificados. Porém, os sucessivos choques externos sofridos com as crises nos mercados internacionais até o final de 1998 culminaram, a partir de janeiro de 1999, na mudança da política cambial ocasionando forte desvalorização da moeda brasileira e novas incertezas quanto à manutenção das baixas taxas de inflação verificadas desde a adoção do referido plano. A inflação apurada pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado, calculado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M/FGV") apresentou grandes oscilações nos três últimos anos, passando de 10,4% em 2001 para 25,3% em 2002, em função da desvalorização cambial no período, e caindo para 8,71% em 2003, com a recuperação da moeda nacional.

O comportamento da inflação tem dois efeitos sobre a Companhia. O primeiro refere-se ao seu endividamento. Em 31 de dezembro de 2003, a Cosern possuía R$ 37 milhões em dívidas indexadas ao IGP-M/FGV, que é um dos principais índices nacionais para aferição da inflação. Este valor representava

aproximadamente 8,16% do seu endividamento total. Assim, qualquer variação positiva ou negativa da inflação tem um impacto direto no passivo da Cosern (veja o capítulo "Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras").

O outro efeito diz respeito às receitas da Companhia. Nos termos do Contrato de Concessão, uma das principais variáveis relevantes para o cálculo do reajuste anual das tarifas é o IGP-M/FGV. Assim, tendo em vista que as receitas operacionais da Cosern advêm das tarifas cobradas, as variações inflacionárias influenciam em última instância seus resultados (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Vendas – Tarifas").

Taxa de Juros

A política monetária do Governo Federal tem efeitos sobre o passivo financeiro da Cosern. Em 31 de dezembro de 2003, a Cosern tinha 53,09% de seu endividamento total indexado a taxa paga pelo Certificado de Depósito Interfinanceiro – CDI. Além disso, 0,34% e 13,83% de suas dívidas totais estão indexadas à Taxa Referencial – TR e à Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, respectivamente. Todas essas taxas são pós-fixadas, isto é, serão determinadas no futuro à época do pagamento das obrigações e, portanto, são influenciadas pelas taxas pagas pelos títulos públicos. As próprias debêntures desta emissão pagarão juros indexados ao CDI. Portanto, variações positivas da taxa de juros elevarão o passivo financeiro da Cosern, enquanto que uma queda da taxa de juros tornará mais barato o seu custo de capital (veja o capítulo "Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras").

Variação Cambial

A variação da cotação do dólar norte-americano tem efeitos sobre o passivo financeiro da Cosern. Em 31 de dezembro de 2003, 45,9% do endividamento da Companhia era indexado a moeda estrangeira, sendo que deste montante, 100% são exigíveis no curto prazo. Variações positivas da cotação da moeda norte americana elevarão o passivo financeiro da Companhia, enquanto que uma queda nesta cotação reduzirá seu custo de capital (veja o capítulo "Situação Financeira"). A Companhia tem contratado operações de *swap* no valor de R$ 179 milhões em 31 de dezembro de 2003, equivalente a 100% do endividamento em moeda estrangeira. No exercício findo em 31 de dezembro de 2003, a Companhia apurou um resultado negativo nas operações de *hedge* cambial no montante de R$62 milhões, enquanto em 31 de dezembro de 2002, o resultado havia sido positivo, no valor de R$108,7 milhões.

Crescimento Econômico

O crescimento econômico do País, especialmente do Estado do Rio Grande do Norte, é outro fator que influencia diretamente os negócios da Cosern. A energia elétrica é a grande fonte de energia, tanto das residências como do comércio e da indústria do Rio Grande do Norte. Assim, o aquecimento ou desaquecimento do nível da atividade econômica tem uma relação direta com a demanda por energia elétrica (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Mercados de Atuação").

Racionamento

De 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, foi realizado processo de racionamento de energia elétrica no Brasil. O racionamento emergiu de diversos fatores, tais como: aumento crescente da demanda de energia elétrica, fruto do crescimento econômico brasileiro; baixo volume de investimentos alocados pelo Governo Federal para geração e transmissão; e atraso na licitação de novas usinas, em decorrência de problemas políticos e com órgãos de proteção ambiental.

O racionamento de energia elétrica instituído por meio de decreto baixado pelo Governo Federal obrigou todas as regiões do país, exceto a região Sul a diminuírem o consumo de energia elétrica à razão de 20%.

A crise energética afetou os resultados da economia brasileira em 2001 sob os diversos aspectos, dentre os quais: diminuição das atividades econômicas, com a conseqüente redução dos investimentos; aumento do custo dos insumos e insegurança dos agentes econômicos quanto ao futuro.

O racionamento impactou negativamente todo setor energético, considerando que em 2001 o consumo de energia elétrica no Brasil decresceu 7,6%, em relação ao ano de 2000. Na área de concessão da Cosern, o decréscimo foi de 6,35% em 2001, em relação a 2000.

Principais Estabelecimentos e Ativos

Os principais estabelecimentos da Companhia são compostos por sua sede e agências, conforme descritas abaixo:

AGÊNCIAS COSERN

Município	Endereço	Livro	Folha	Cartório	Registro
Mossoró	R. Almir de Almeida Castro	47	92V/96	1º Cartório Judiciário Mossoró	Livro 3-F, Folhas 69, 1º Ofício de Notas - Mossoró
Mossoró	Conjunto Abolição II				Depende de documento da Prefeitura
Natal	Cel. José Bernardo, 941	190	138/143v	4º Ofício de Notas - Natal	Livro 1-F, Folhas 178, 3º Ofício de Notas - Natal
Natal	R. Mermoz, 150	63	1/28v	5º Ofício de Notas - Natal	Livro 3-DY, Folhas 80v/81, 3º Ofício de Notas - Natal
Goianinha	R. Abdon Grilo, 20	121	28v/29v	1º Cartório de Goianinha	Livro 2-G, Folhas 27, 1º Ofício de Notas - Goianinha
Tibau	Rua Pirambú, s/n	1-A	50v	1º Cartório de Tibau	Livro 2-G, Folhas 83, 1º Ofício de Notas - Tibau
Macaiba	Praça José da Penha, 46	134	14v/16v	1º Cartório Judiciário Macaiba	Livro 2, Folhas 6647, 1º Ofício de Notas
Caicó	Rua José Eutasquio, 339	7	46v/48	4º Ofício de Notas - Caico	Livro 2, 1º Cartório Judiciário
Currais Novos	Av. Cel. José Bezerra, 98	69	50/53v	1º Cartório Judiciário C. Novos	Livro 3-T, Folha 70, 1º Cartório Judiciário
Currais Novos	Rua Lula Gomes, 180	69	53v/57	1º Cartório Judiciário C. Novos	Livro 3-T, Folha 72, 1º Cartório Judiciário
Caraubas	Rua Francisco Martins, s/n	52	66/67	Ofício Único de Notas Caraubas	Livro I-2, Folha 65v, Ofício Único de Notas - Caraubas
Pau dos Ferros	Rua da Independência, s/n	47	161	1º Cartório Judiciário P. dos Ferros	Livro 2-AM, folha 257, 1º Ofício de Notas P. dos Ferros
Macau	Rua Augusto Severo, s/n				Livro 2-N, folha 17, 1º Cartório Judiciário

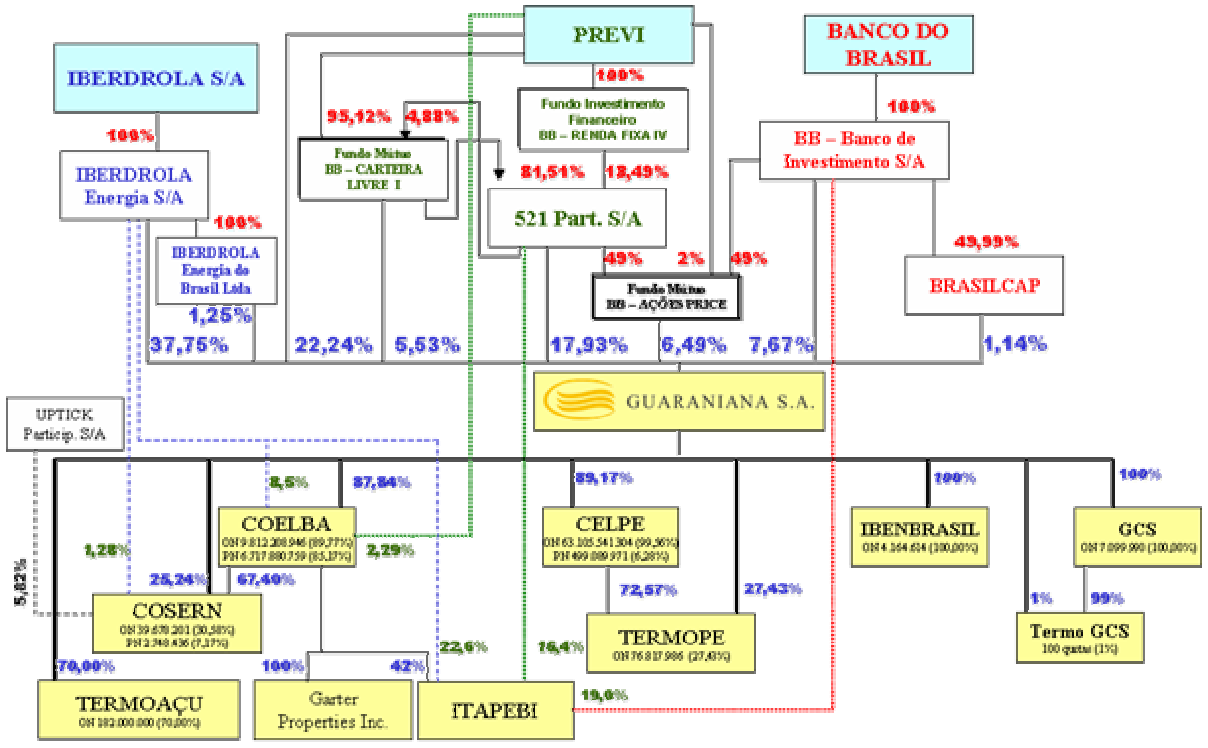
Os principais ativos da Companhia são aqueles afetados à prestação do serviço público de distribuição. De acordo com Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na prestação desse serviço público são vinculados a este serviço, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia, sem a prévia e expressa autorização da ANEEL.

Esses ativos são compostos por linhas de transmissão, redes de distribuição, subestações, postes, transformadores, bancos capacitores, entre outros. Em 31 de dezembro de 2003, a Companhia possuía 1.807 Km de linhas de transmissão (69kV), mais de 30 mil Km em rede de distribuição, 881 mil kVA de potência instalada em subestações de 69/13,8 kV, 752,5 mil kVA de potência instalada em transformadores de distribuição e 385 mil postes.

Estrutura Organizacional

A Cosern é controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, que por sua vez é controlada pela Guaraniana S.A., empresa *holding* do Grupo Iberdrola no país (veja o item "Composição do Capital Social – Acionistas").

O gráfico abaixo mostra detalhadamente o grupo de empresas em que se insere a Cosern:



As principais reestruturações societárias, ocorridas nos últimos 3 exercícios sociais encerrados, no grupo de sociedade no qual se insere a Companhia, foram as seguintes:

i) alienação de 150.639.960 ações ordinárias da Termoaçú S.A. detidas pela Companhia para a Guaraniana S.A., em 31 de março de 2003; e

ii) alienação das ações da Tracol Serviços Elétricos S.A., empresa de manutenção e recuperação de transformadores, detidas pela COELBA, para a Work Time, em 9 de setembro de 2003.

Propriedades, Plantas e Equipamentos

Os principais ativos da Companhia são aqueles afetados à prestação do serviço público de distribuição. De acordo com Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na prestação desse serviço público são vinculados a este serviço, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia, sem a prévia e expressa autorização da ANEEL (veja o item "Atividades da Cosern – Principais Estabelecimentos e Ativos").

A tabela abaixo demonstra a constituição do ativo imobilizado da Companhia em 31 de dezembro de 2002 e 2003:

	Controladora		**Consolidado**
Composição do imobilizado	2003	2002	2002
Em serviço	357.752	341.097	341.311
Em curso	34.958	31.535	403.365
Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	(75.672)	(61.128)	(61.128)
Total	317.038	311.504	683.548

Fonte: Cosern Dados da consolidação referem-se ao investimento da Companhia na Termoaçu S.A.

O imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

As obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Estas obrigações foram corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995. A composição dessas obrigações é a seguinte:

	2003	2002
Participação da União	1.4796	1.479
Participação dos Estados	4.166	2.298
Participação dos Municípios	2.638	1.223
Participação do consumidor	65.280	55.093
Outros	2.109	1.035
Total	75.672	61.128

Fonte: Cosern

Por atividade, o imobilizado está constituído da seguinte forma:

		Controladora					Consolidado	
		2003					2002	2002
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Custo	Depreciação e amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas a concessão	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço								
Distribuição	5,41	560.116	(215.290)	344.826	(53.476)	291.350	280.919	280.919
Comercialização	18,71	12,317	(6.641)	5.676	-	5.676	6.149	6.149
Administração	12,17	15.454	(8.204)	7.250	-	7.250	7.609	7.823
Subtotal	-	587.887	(230.135)	357.752	(53.476)	304.276	294.677	294.891
Em curso								
Geração	-	-	-	-	-	-	-	349.951
Distribuição	-	32.154	-	32.154	(22.196)	9.958	13.990	13.990
Comercialização	-	7	-	7	-	7	1.513	1.513
Administração	-	2.797	-	2.797	-	2.797	1.324	23.203
Subtotal	-	34.958	-	34.958	(22.196)	12.762	16.827	388.657
Total	-	622.854	(230.135)	392.710	(75.672)	317.038	311.504	683.548

Fonte: Cosern. Dados da consolidação referem-se ao investimento na Termoaçu S.A.

Visando à expansão da rede de distribuição e melhora dos serviços prestados, a Companhia planeja realizar novos investimentos no seu ativo imobilizado, conforme detalhado na tabela abaixo, que também destaca os investimentos efetivamente realizados (para maiores informações, veja o capítulo "Histórico – Investimentos e Desinvestimentos de Capital"):

R$mil

	Realizado				Previsto			
Programa	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**
Expansão da rede	14.143	11.831	15.533	14.625	25.255	21.198	19.559	13.459
Projetos Especiais	621	6.392	8.142	10.406	40.080	24.562	37.194	28.926
Renovação de Subestações	1.561	2.099	653	443	1.971	1.390	1.000	1.000
Renovação de linhas	1.195	1.359	153	42	1.694	3.425	3.000	4.144
Sistema de Automação	1.828	900	1.177	736	510	960	900	900
Sistema de telecomunicações	2.695	2.448	813	312	383	650	600	600
Novas ligações	19.558	14.385	9.701	11.892	10.945	11.492	12.067	12.670
Exploração de rede de distribuição	10.466	10.760	7.309	8.410	9.141	9.167	9.000	9.000
Informática	7.808	2.096	4.736	4.387	5.056	4.487	3.735	3.677
Ferramentas/Equipamentos e Serviços	35	739	480	292	835	800	700	706
Veículos	121	319	1.194	708	433	1.287	960	979
Infra-estrutura	846	424	99	132	292	300	300	300
Total	**60.877**	**53.752**	**49.990**	**52.385**	**96.595**	**79.719**	**89.015**	**76.361**

Fonte: Cosern

Questões Ambientais Relacionadas aos Ativos da Companhia

A Companhia não possui passivo ambiental ou multa lavrada por órgãos ambientais, tendo atendido aos requisitos exigidos por lei para a construção de linhas de transmissão e subestações.

Composição do Capital Social

Acionistas

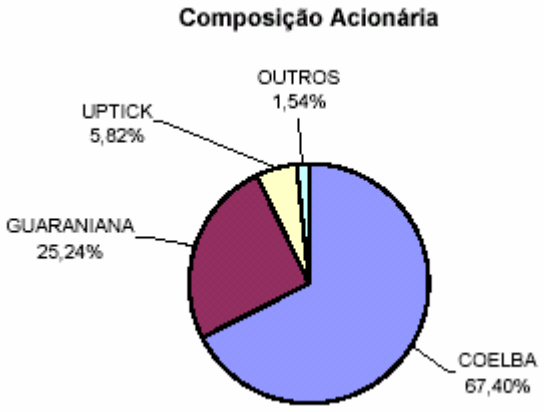
A Cosern é controlada pela COELBA, que detém 67,4% de participação no capital social da Companhia, representando 113.285.329 ações. Além disso, as ações da Companhia são detidas pela Guaraniana S.A., com 25,24% de participação, representando 42.426.637 ações; UPTICK Participações S.A., com 5,82% de participação, representando 9.780.611 e outros com 1,54% de participação, representando 2.581.451 ações.

O capital social totalmente subscrito em 31 de dezembro de 2003 era de R$140.413 mil. A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas era a seguinte:

	Em milhares de ações							
	Ações ordinárias		**Ações preferenciais**					
Acionistas	Única	%	A	%	B	%	Total	%
Coelba	80.946	62,4	15.665	76	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana	39.678	30,6	2.749	13,3	-	-	42.427	25,2
Uptick Participações	7.577	5,8	1.157	5,6	1.074	5,9	9.808	5,8
Iberdrola Energia	1.269	1,0	886	4,3	-	-	2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8	-	-	426	0,3
Total	129.746	100,0	20.607	100,0	17.748	100,0	168.101	100,0

Fonte: Cosern

O quadro abaixo ilustra a participação dos acionistas no capital social da Companhia em 31 de dezembro de 2003:



Companhia de Energia Elétrica do Estado da Bahia - COELBA

A COELBA, sociedade anônima de capital aberto desde 1994, é a concessionária de distribuição de energia elétrica no Estado da Bahia. Foi constituída nos termos da Lei Estadual nº 1.196/59, obtendo autorização para funcionar como empresa concessionária de energia elétrica, nos termos da legislação específica federal, através do Decreto nº 48.161/60.

O objeto social da COELBA consiste em: (i) estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos, que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e (ii) atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado da Bahia, à União Federal ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, organizar subsidiárias, incorporar outras sociedades ou delas participar e praticar os demais atos necessários à consecução de seus objetivos.

Guaraniana S.A.

A Guaraniana é uma sociedade anônima de capital aberto, com sede na Cidade de Salvador, no Estado da Bahia, cujo objeto social consiste em: (i) participar em outras sociedades; (ii) intermediar e assessorar negócios, no País ou no exterior; (iii) importar bens e serviços; e (iv) realizar estudos e projetos comerciais, industriais, bem como as respectivas implementações. Constituída em 14 de fevereiro de 1996, a Guaraniana foi adquirida em 5 de agosto de 1997 pelo grupo formado por Iberdrola Participações S.A., PREVI – Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil, BB - Banco de Investimentos S.A., Fundo Price e BRASILCAP – Capitalização S.A. Em outubro de 1998, a sócia Iberdrola Participações S.A. transferiu sua participação para a Iberdrola Energia S.A. A Guaraniana é controladora da COELBA, empresa que controla a Companhia, conforme visto acima.

UPTICK Participações S.A.

A UPTICK Participações S.A. é uma sociedade anônima de capital aberto, com sede na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, constituída em 8 de setembro de 1997. Seu objetivo social é participar como acionista da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, de forma direta ou indireta, bem como em empresas em que os acionistas diretos ou indiretos da Cosern venham a participar como quotistas ou acionistas.

Atualmente, sua atividade está resumida à participação direta na Cosern, que se encontra registrada com base no método de equivalência patrimonial. São acionistas da UPTICK fundos de pensão das regiões Norte e Nordeste, dentre os quais FACHESF, CELPOS, FAELCE, FASERN, FUNCASAL e Fundação BANORTE.

Alterações na Participação dos Membros do Grupo de Controle

Não houve alterações relevantes na participação societária dos membros do grupo de controle nos últimos três exercícios sociais.

Ações em Tesouraria

Não há ações em tesouraria.

Valores Mobiliários Emitidos pela Companhia

Ações

O capital social da Cosern é composto por 129.746 ações ordinárias, 20.607 ações preferenciais da classe A e 17.721 ações preferenciais da classe B, todas subscritas e integralizadas e sem valor nominal. As ações ordinárias dão direito a voto nas deliberações da Assembléia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado prioridade no reembolso do capital no caso de liquidação da Cosern, e assegurada ainda, às ações preferenciais "Classe A", prioridade na distribuição de dividendos. De acordo com o previsto no estatuto social da Emissora, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe "A" e "B" terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias. A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício pela legislação societária, limitada a 20% do capital social.

O quadro abaixo descreve a distribuição de proventos aos acionistas da Companhia nos últimos 5 exercícios sociais encerrados:

Distribuição de Proventos aos Acionistas		
Exercício	**Proventos**	**R$ mil**
1998	Dividendos	50.000
1999	Juros sobre capital próprio	18.979
1999	Dividendos	9.973
2000	Juros sobre capital próprio	19.777
2000	Dividendos	47.521
2001	Juros sobre capital próprio	38.528
2002	Dividendos	7.292
2003	Juros sobre capital próprio	16.271
2003	Dividendos resultado do exercício	38.663
2003	Dividendos a partir da reserva de lucros	82.767

Fonte: Cosern

Notas Promissórias

A Cosern deliberou em 16 de setembro de 1999 a emissão pública de 120 notas promissórias, nominativas, com valor unitário de R$500 mil, perfazendo o montante de R$60 milhões.

Referidas notas promissórias foram emitidas com prazo de até 180 dias a contar de 1º de novembro de 1999, sendo remuneradas a uma taxa equivalente a 102,4% da taxa paga pelo Certificado de Depósito Interfinanceiro – CDI, com vencimento em 12 de abril de 2000. Todas as notas promissórias foram resgatadas nas datas previstas.

Debêntures

Em 1º de abril de 2000, a Cosern realizou sua 1ª emissão pública de debêntures, nominativas, não conversíveis em ações, da espécie com garantia flutuante, no valor total de R$90 milhões. A emissão possuía garantia adicional que consistia na vinculação de 50% da arrecadação bruta da Emissora, oriundos do fornecimento de energia elétrica. Os recursos captados foram destinados (i) para o resgate das Notas Promissórias vincendas em 12 de abril de 2000, no valor de R$ 60 milhões; e (ii) investimentos na Emissora.

As debêntures renderam juros de 104,5% da taxa média dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, "over extra grupo", expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP. O vencimento das debêntures ocorreu em 1º de abril de 2003, tendo sido integralmente resgatadas pela Companhia.

Acordo de Acionistas

Em 30 de junho de 2004, não havia acordos de acionistas arquivados na sede da Companhia.

Transações com Partes Relacionadas

As operações realizadas pela Companhia com partes relacionadas, nos anos 2001, 2002 e 2003 estão descritas nos quadros abaixo:

Anos 2001 e 2002:

		Controladora				
		2002		2001		
Partes relacionadas	Transações	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Resultado
Iberdrola Energia S.A.	Assistência técnica (performance fee)	-	-	-	3.281	3.989
Iberdrola Energia	Pessoal	-	61	6	-	-
Iberdrola Cons. E Serviço	Confecção de calendários	-	3	-	3	3
Iberdrola S.A.	Serviços de consultoria	-	-	66	241	104
Amara Brasil	Administração de almoxarifado	-	-	592	57	1.065
Gamesa Comercial Brasil	Serviços de engenharia	-	-	-	-	200
IBENBRASIL	Serviço de engenharia		555	3.206	260	1.827
Tracol Serv. Elétricos S.A.	Manutenção/recuper. de equipamentos	57	187	1.074	153	1.367
Termoaçú S.A.	Valores a receber	93	-	-	-	-
GCS Energia	Valores a pagar	-	290	449	-	-
Celpe	Material/serviço	11	185	422	-	-
Guaraniana S.A.	Cessão de créditos fiscais (REFIS)	-	-	-	-	536
Coelba	Material/serviço	37	4.173	5.500	89	857

Anos 2002 e 2003:

		Controladora					
		2003			2002		
Partes relacionadas	Transações	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Iberdrola Energia	Pessoal	-	6	(66)	-	61	(6)
Iberdrola Cons. E Serviço	Confecção de calendários	-	-	-	-	3	-
Iberdrola S.A.	Serviços de consultoria	-	-	-	-	-	(66)
Amara Brasil	Administração de almoxarifado	41	(504)	-	-	-	592
IBENBRASIL	Serviço de engenharia	-	77	(3.251)	-	555	(3.206)
Tracol Serv. Elétricos S.A.	Manutenção/recuper. de equipamentos	-	-	(375)	57	187	(1.074)
Termoaçú S.A.	Valores a receber	181	-	23	93	-	-
GCS Energia	Valores a pagar	-	210	(840)	-	290	-
Celpe	Serviços de consultoria	-					
	Função compartilhada (g)		22			185	
	Material/serviço			43	11		(12)
	Total Celpe	-	22	43	11	185	(12)
Coelba	Função compartilhada (g)		1.117		37	4.164	(699)
	Matrial/serviço	4	21	(66)		299	(41)
	Uso da rede		9	(74)		4	(27)
	Dividendos/Juros sobre capital próprio		40.471				
	Total Coelba	4	41.618	140	37	4.467	(767)
Guaraniana S.A.	Venda da Termoaçú (f)	127.294					-
	Prestação de contas			19.043			
	Adiantamento para desverticalização da Termoaçú S.A.		13.711			13.500	
	Dividendos/Juros sobre capital próprio						
	Total Guaraniana	127.294	13.711	19.043	-	13.500	-
Fasern (h)	Contrato de mútuo		1.536	254		3.324	398

Administração

A Cosern é administrada por um Conselho de Administração e uma Diretoria. Todos os conselheiros e diretores tem endereço na sede da Companhia, na Rua Mermoz, 150, na Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte.

O Conselho de Administração é atualmente composto de 8 membros, cujo mandato de 2 anos teve início em 29 de abril de 2002, e 7 suplentes. O Conselho de Administração é eleito pela Assembléia Geral, sendo assegurado aos acionistas minoritários representantes de 5% do capital social a eleição de um dos seus membros, e aos empregados acionistas, a eleição de outro conselheiro.

A Diretoria é responsável pela execução das decisões do Conselho de Administração e pela gerência das atividades da Companhia. São eleitos pelo Conselho de Administração, sendo atualmente composta por 6 diretores, cujos cargos e prazos de mandato encontra-se abaixo descritos:

Nome	**Diretor**	**Eleição**	**Prazo**
José Roberto Bezerra de Medeiros	Presidente	18.6.04	30.4.07
Erik da Costa Breyer	Economias, Finanças e de Relações com Investidores	18.6.04	30.4.07
Roseli Schilagi	Recursos Humanos e Serviços Gerais	18.6.04	30.4.07
Erik da Costa Breyer	Gestão de Ativos	18.6.04	30.4.07
Paulo Roberto Dutra	Comercial	18.6.04	30.4.07
Solange Maria Pinto Ribeiro	Coordenação Territorial	18.6.04	30.4.07

A seguir, encontra-se breve sumário da experiência profissional dos administradores da Companhia:

Conselho de Administração

Luiz Eduardo Franco De Abreu

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ e Especialista em Finanças pelo IBMEC e Mestre em Administração de Empresas pela Duke University. Foi diretor do Banco do Brasília S/A, Ormec Engenharia LTDA e Pacific do Brasil Comércio Exterior LTDA. Superintendente da Kommar Companhia Marítima S/A . Atualmente é vice-presidente de Finanças, Mercados de Capitais e Relações com Investidores do Banco do Brasil.

Mario José Ruiz-Tagle Larrain

Graduado em Direito pela Universidade Diego Portales em 1990 e Pós-Graduado em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidad Católica do Chile em 2001. Foi Diretor das empresas Madera Cóndor S.A e Florestal Comaco S.A. Ocupou também os cargos de Diretor Suplente da Sociedad Iberoamericana de Energia – IBENER S.A, Sociedad Inversora Elétrica Andina S.A e atualmente é diretor titular da Empresa de Servicios Sanitários de Los Lagos-Essal S.A.

Luciana Freitas Rodrigues

Graduada em Estatística pela Faculdade Estadual do Rio de Janeiro – UERJ, Atuária pela Estácio de Sá, MBA em Finanças pelo IBMEC e Analista de Projetos de Sistemas pelo IBAM. Funcionária de carreira do Banco do Brasil e atualmente à disposição da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, onde exerce o cargo de Técnico Sênior.

Renato Sobral Pires Chaves

Graduado e Pós-Graduado em Ciências Contábeis pela Fundação Getúlio Vargas – RJ, Master em Finanças/Mercado de Capitais pela PUC – RJ e Mestre em Ciências Contábeis pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Funcionário de carreira do Banco do Brasil, atualmente à disposição da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, onde exerce o cargo de Diretor de Participações.

Clayton Ferraz De Paiva

Graduado em Engenharia Elétrica e Civil. Como Engenheiro ajudou em várias equipes da SUDENE. Na CHESF foi Assessor, Chefe de Departamento e Gabinete e Presidente em exercício da FACHESF. Desenvolveu várias atividades no Sindicato dos Engenheiros do Estado de Pernambuco, sendo atualmente Diretor de Relações Sindicais.

Pedro Damásio Da Costa Neto

Graduado em Engenharia Elétrica e Administração de Empresas pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Engenheiro da Cosern desde agosto de 1977 é atualmente diretor do Sindicato dos Trabalhadores na Indústria Energética e Empresas Prestadoras de Serviço no Setor Elétrico e Similares no Estado do Rio Grande do Norte - SINTERN.

Pablo Canales Abaitua

Economista formado pela Universidade Comercial de Deusto em Bilbao e Pós-Graduado pela Universidade de Carlos III em Madrid. Exerceu o Cargo de Administrador na El Mundo Del País Vasco atuando na Contabilidade e Controle Interno; Auditor na Andersen. De 1995 a 2000 ocupou o cargo de Controle de Gestão no Grupo Iberdrola na cidade de Bilbao e atualmente ocupa o cargo de Diretor Administrativo em Altamira no México.

Diretoria

José Roberto Bezerra De Medeiros

Engenheiro Elétrico, formado pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Colaborador da Cosern desde 1981, exerceu vários cargos de chefia e gerência. Participou, como representante da Cosern, de grupos de trabalhos e comitês relacionados ao setor de energia elétrica. Atualmente desempenha a função de Diretor Presidente da Cosern.

Roseli Schilagi

Formou-se em Administração de Empresas pela Universidade São Judas Tadeu, em São Paulo. Obteve MBA Executivo pela Associação de Pós-Graduandos da Universidade de São Paulo – APG e MBA em Administração de Empresas pela Universidade de São Paulo, tendo sido bolsista da Ford Foundation. Foi

Diretora de Recursos Humanos e Administração da Americel S.A. e Diretora de Recursos Humanos da Goodyear do Brasil. Atualmente exerce o cargo de Diretora de Recursos Humanos da Guaraniana S.A. e Diretora de Recursos Humanos e Serviços Gerais da COELBA, COSERN e CELPE.

Solange Maria Pinto Ribeiro

Formada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, obteve o título de Mestre em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ. Foi funcionária adjunta da Diretoria Financeira da Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF, *senior consultant* da National Economic Research Associates e Diretora de Assuntos Regulatórios da Eletropaulo Metropolitana S.A. Atualmente exerce o cargo de Diretora de Regulação da Guaraniana S.A. e Diretora de Coordenação Territorial na COELBA, COSERN e CELPE.

Paulo Roberto Dutra

Formado em Administração de Empresas pela Faculdade Cândido Mendes, Pós graduação em Finanças pela FGV/RJ, Programação pela PUC/RJ. Exerceu os cargos de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores na AES TIETÊ S/A, Chefe do Departamento de Custos e Informações Gerenciais na Light, Auditor Júnior na Ernst & Young, Responsável pelo Departamento de Custos da Itacan Refrigerantes Ltda, Tesoureira da Casa Adm. De Cartões de Crédito. Exerce atualmente o cargo de Diretor Comercial da COSERN.

Erik da Costa Breyer

Bacharel em Direito, formado pela Universidade Federal Fluminense – UFF, com MBA em Finanças e Mercado de Capitais pela Escola de Administração de Empresas de São Paulo – Fundação Getúlio Vargas, MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Dom Cabral – FDC e mestrado em Administração de Empresas pela Universidade Federal da Bahia – UFBA. Foi Gerente de Administração de Fundos de Investimentos do Banco do Brasil. Atualmente, é Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Guaraniana S.A.; Diretor de Economia, Finanças e de Relações com os Investidores da COSERN; Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com os Investidores da Itapebi Geração de Energia S.A; Membro Titular do Conselho de Administração da CREMER S.A. e Presidente do Conselho de Administração da Petrobahia S.A.

Membros Suplentes do Conselho de Administração

Fabio de Oliveira Moser

Graduado em Administração de Empresas pela Faculdade Cândido Mendes, com MBA em Executivo em Finanças e Mestrado em Administração, ambos pelo IBMEC. Cursos de Análise Financeira do Crédito, Rentabilidade de Negócios, Executivo em Finanças, Gerente Futuro, Gerencia em Marketing, Fundamentos da Administração Estratégica, Matemática Financeira.

Marcia Moreira Castelo Branco

Graduada em Engenharia Civil pela UERJ, com MBA em Mercado de Capitais pelo IBMEC, Mestrado em Engenharia Civil pela PUC/RJ.

Eduardo Capelastegui Saiz

Licenciado em Ciências Econômicas e Empresariais, especialização Financeira, pela Universidade Comercial de Deusto. Atualmente é Diretor de Planejamento Região América do Sul da IBERDROLA

Borja Garay Ibarreche

Estudos de EGB, BUP e COU na Ikastola Lauro de Bilbao, ano 1978/88. Licenciado em Direito com especialização em Economia pela Universidad de Deusto, ano 1992/93. Diplomado em Economia pela Universidad de Deusto (Bilbao), ano 1992/93. Conselheiro e Secretário do Conselho de Administração de Sercomosa, empresa do Grupo Iberdrola prestadora de serviços relacionados com o ciclo integral de água, radicada em Murcia (Espanha) de outubro de 1998 a agosto de 1999. Conselheiro e Secretário do Conselho de Administração de Electropaz, Elfeo, Cadeb y Edeser, empresas do Grupo Iberdrola prestadoras de serviços de distribuição de energia elétrica em La Paz e Oruro (Bolívia), desde abril de 1998.

Luiz Eduardo Gabriel Carvalhosa

Graduado em Economia, com MBA em gestão de ativos pela PUC-RJ em 2002. Analista Sênior Dimec/Gepag/Digov, Instrutor Cefor nas áreas de Administração, Ciências Contábeis, Direito, Economia e Estatística.

Francisco Antônio Veiga de Medeiros

Graduado em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte com curso de Especialização em Administração para Executivos pela FGV/RJ, Pós Graduação em Finanças Empresariais pela FGV/RJ, Especialização em Finanças Corporativa pela UFRN. Colaborador da COSERN desde 1981, exerceu os cargos de Assessor da Diretoria de Operações , de Gestão Empresarial, Assistente da Diretoria Administrativa, Diretor Seguridade FASERN. Exerce atualmente o cargo de Diretor Presidente da FASERN.

Zenobio do Rego

Eletrotécnico, trabalha na COSERN, é suplente do representante dos empregados no Conselho de Administração.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Companhia apenas funciona nos exercícios sociais em que for instalado a pedido dos acionistas, sendo composto de 3 membros efetivos e igual número de suplentes, eleitos em Assembléia Geral.

A seguir, segue sumário da experiência profissional dos membros efetivos e suplentes do Conselho Fiscal:

Francisco Djalma De Oliveira

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Regional do Rio Grande do Norte, em Agronomia pela Escola Superior de Agronomia de Mossoró; Mestre em Administração de Empresas pelo NPGA – UFBA (Núcleo de Pós-Graduação em Administração – Universidade Federal da Bahia e pela Université Laval Quebec – Canadá. Funcionário de carreira do Banco do Brasil, atualmente exerce cargo de Gerente de Divisão na Unidade Estratégia e Organização em Brasília.

Adilvo Pinheiro De Oliveira França Júnior

Formado em Ciências Contábeis pela Universidade Católica do Salvador, atualmente exerce cargo de Gerente de Consolidação Contábil e Controle de Gestão da Região América do Sul na Iberdrola Energia do Brasil S.A. Já desempenhou cargo de Gerente de Auditoria na Ernest & Young Londres, tendo trabalhado também na filial brasileira. Também trabalhou na Bom Preço Bahia, na Rede Bahia e na Deten Química, sempre em funções relacionadas a procedimentos de auditoria.

Antônio Carlos Lima Rios

Formado em Ciências Econômicas e Pós Graduado em Finanças e Análises de Investimentos pela Universidade Estadual de Feira de Santana – UEFS. Foi Membro dos Conselhos Fiscais da PREVI – Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil e ANABB – Associação Nacional dos Funcionários do Banco do Brasil, Membro do Conselho de Usuários da CASSI – Caixa de Assistência dos Funcionários do Banco do Brasil. Atualmente é Membro do Conselho Municipal de Segurança Alimentar da Secretaria Municipal de Desenvolvimento e Ação Social do Município de Feira de Santana.

Membros Suplentes do Conselho Fiscal

André Luiz Dantas Furtado

Graduado em Ciências Contábeis, concluído em 1996 pela Universidade Estácio de Sá, MBA em Finanças e Direito Societário, concluído em 2000 pela FGV; MBA em Gestão de Riscos, iniciado em março de 2004 pela USP/FIPECAFI.

Francesco Gáudio

Graduado nos cursos de Ciências Contábeis em 1978 e Administração de Empresas em 1975 pela Faculdade de Ciências Contábeis e Administrativas Moraes Júnior. Experiência no gerenciamento e implantação de diversas áreas como: Administrativa, Financeira, Custos, Crédito, Cobrança, Contabilidade, Auditoria e Controle. Ocupou cargos de Diretor Administrativo, Superintendente Financeiro, Gerente Contábil dos Bancos Dracma S/A, Mesbla Serviços Financeiros e Finivest S/A como Gerente Geral.

Janildo Dantas de Souza

Bacharelado em Ciências Contábeis pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Participação Societária de Administradores

Em atendimento à legislação societária, os membros do Conselho de Administração possuem, cada um, uma ação ordinária nominativa.

Contratos Relevantes com Administradores

Não há obrigações ou contratos relevantes celebrados entre a Cosern e seus administradores.

Diretor de Relação com Investidores

Erik da Costa Breyer
Rua da Candelária, nº 65 – 16º andar
Rio de Janeiro – RJ
CEP 20.091-020
Tel.: (21) 2506-3203
Fax.: (21) 2516-9486
E-mail: ebreyer@cosern.com.br
Site da Companhia: www.cosern.com.br

Remuneração

A remuneração global percebida pelos administradores da Cosern no último exercício social encerrado foi de R$2.357 mil, sendo composta de (i) pró-labore e (ii) parcela variável, paga em função do cumprimento dos objetivos corporativos.

Planos de Opção de Compra de Ações

Não há planos de opção de compra de ações destinados aos administradores.

Pessoal

Após a privatização, a Companhia iniciou um amplo programa de reorganização de funcionários como objetivo de adaptar a Companhia à nova gestão privada. Esse programa baseou-se (i) na redução do número de empregados; (ii) implantação de uma nova filosofia de trabalho; e (iii) treinamento dos empregados.

Em 31 de dezembro de 1997, a Companhia empregava 1.270 funcionários. Mediante programa de transformação e demissão voluntária, o quadro de funcionários reduziu drasticamente para 752, em 31 de dezembro de 1998, mantendo-se estável nos anos subseqüentes. A tabela abaixo fornece descrição do grupo de empregados da Cosern nos últimos 3 exercícios sociais encerrados, na totalidade e por atividade desempenhada:

CATEGORIA	**2001**		**2002**		**2003**	
	Empregados	Percentual	Empregados	Percentual	Empregados	Percentual
Executivos	70	11,33%	71	11,47%	66	10,43%
Superiores	39	6,31%	40	6,46%	53	8,37%
Técnicos	133	21,52%	134	21,65%	132	20,85%
Administrativos	152	24,60%	157	25,36%	155	24,49%
Operacionais	224	36,25%	217	35,06%	227	35,86%
TOTAL	**618**	**100%**	**619**	**100%**	**633**	**100%**

Fonte: Cosern

Em 1998, a Companhia implantou o Sistema de Gestão Participativa, que prevê a participação dos empregados na definição do planejamento e da metas e objetivos da Companhia.

Além disso, a Cosern desenvolve um programa de treinamento consoante com os objetivos corporativos, considerando as metas e plano de ação de cada área, tornando a empresa mais competitiva e dando oportunidade ao empregado de desenvolver-se, o que tem refletido no crescimento da produtividade da Companhia, conforme a tabela abaixo:

	1997	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
Nº de Empregados	1.270	751	620	597	618	619	638
Nº de Consumidores	594.382	625.770	651.825	688.303	744.839	772.668	804.105
Consumidores/Empregado	468	833	1.051	1.153	1.205	1.248	1.260

Fonte: Cosern

Política de Remuneração e Benefícios Diversos

Além das práticas tradicionais de remuneração, a Companhia dispõe de modelo de reconhecimento e premiação, fundamentado na participação de lucros e resultados – PLR, nos termos da Lei nº 10.101, de 19 de dezembro de 2000. O valor da participação foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia, considerando o cumprimento de metas e objetivos corporativos. Sua distribuição é negociada com o respectivo sindicato da categoria.

Os empregados dispõem ainda de um programa de benefícios, previstos em Acordo Coletivo de Trabalho válido para os anos de 2001, 2002 e 2003, que engloba:

i) plano de saúde, extensivo a familiares e dependentes, com participação do empregado;

ii) plano odontológico, extensivo a familiares e dependentes;

iii) assistência ao filho excepcional;

iv) seguro de vida em grupo, com participação do empregado;

v) creche e pré-escola;

vi) vale alimentação, com participação do empregado;

vii) auxílio funeral;

viii) complementação de auxílio doença e acidentário;

ix) apoio para compra de óculos, medicamentos e tratamentos ortodônticos especializados;

x) previdência privada complementar;

xi) indenização por acidente de trabalho; e

xii) programa educacional.

A Companhia é patrocinadora da Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da Cosern – FASERN, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (das patrocinadoras e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. No plano previdenciário de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade das patrocinadoras.

A contribuição da Cosern para o plano de Benefício Definido corresponde a 10,45% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano, (soma dos salários reais de contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes e 5,68% a contribuições normal e de risco e 1,87 % a cobertura das despesas administrativas da FASERN.

A partir de março de 1999, a FASERN passou a adotar novo plano de benefício previdenciário de Contribuição Definida, que contou com adesão superior a 98% dos participantes ativos. O plano contempla benefícios de risco, com cobertura para invalidez e morte dos empregados ativos participantes, pagos em parcela única sob a forma de pecúlio. Por suas características, o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado aos participantes.

A contribuição da Cosern para o plano de Contribuição Definida corresponde a 9,13% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano, (soma dos salários reais de contribuição), dos quais 2,9% correspondem à contribuição suplementar relativa ao tempo passado dos participantes, 3,56% à contribuição normal (igual a dos participantes), 0,86% à contribuição dos benefícios de risco e 1,81% à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas durante os exercícios de 2002 e 2003 foram as seguintes:

	FASERN	
	2003	2002
Custo do imobilizado em curso	241	352
Despesas operacionais	1.114	956
Total	1.355	1.308

Fonte: Cosern

Passivos e Contingências Trabalhistas Relevantes

No que se refere às contingências trabalhistas mais relevantes, em 2001 elas foram (i) a do resíduo salarial, com valor provisionado de R$6,7 milhões; (ii) referente ao pagamento de hora extra, com provisão de R$738,8 mil; e (iii) referentes ao pagamento de gratificação, com valor provisionado de R$579,9 mil.

No exercício social de 2002, as causas trabalhistas mais relevantes foram referentes ao pagamento de (i) resíduo salarial, com valor provisionado de R$5,4 milhões; (ii) adicional de periculosidade, no montante de R$2,4 milhões; (iii) hora extra, com provisão de R$1,6 milhão; (iv) de salário complessivo, com valor provisionado de R$1,3 milhão; e (v) isonomia salarial, com provisão de R$788 mil.

No ano de 2003, as reclamações trabalhistas de maior relevância foram referentes ao pagamento: (i) do resíduo salarial, com provisão de R$3,3 milhões; (ii) de valores devidos em função de promoção de funcionários, com valor provisionado de R$2,6 milhões; e (iii) a de isonomia salarial, com provisão de R$858 mil.

Relacionamento com Sindicato

As relações da Cosern com o Sindicato dos Trabalhadores na Indústria Energética e Empresas Prestadoras de Serviços Elétricos e Similares do Rio Grande do Norte – SINTERN sempre ocorreram através de diálogo, profissionalismo, maturidade e respeito mútuo, visando ao entendimento e à solução das questões laborais em pauta.

Plano de Opção de Compra de Ações

Não há planos de compra de ações da Cosern destinados aos seus empregados.

Contingências Judiciais e Administrativas

A Cosern é parte em diversas ações de natureza cível, trabalhista e fiscal oriundas do curso normal de seus negócios. Em 30 de junho de 2004, o provisionamento total para contingências judiciais era de R$32,60, sendo R$ 9,93 milhões para ações trabalhistas, R$13,30 milhões para ações cíveis e R$9,37 milhões para ações fiscais. A Companhia também possui R$2,29 milhões em depósitos judiciais relativos exclusivamente a ações trabalhistas. A tabela abaixo demonstra o detalhamento do provisionamento da Cosern para contingências judiciais nos últimos dois anos, com base em 30 de junho de cada ano:

Contingências	30/06/04			31/03/04		
	Valor da provisão		Depósitos	Valor da provisão		Depósitos
	No exercício	acumulada	judiciais	No exercício	acumulada	judiciais
Trabalhistas	(548)	9.926	7.256	(245)	9.914	7.438
Cíveis	(63)	13.305	524	(116)	13.251	524
Clientes – Plano Cruzado		2.607			2.607	
Indenização por perdas		4.859			4.904	
Eletroplessão		3.210			3.210	
Outras	(63)	2.629	524	(116)	2.530	524
Fiscais	(21)	9.365	2.294	(31)	9.231	2.294
COFINS		1.532			1.498	
INSS		967			950	
IR		3.234	1.890		3.209	1.890
CSLL		2.156			2.107	
Outras	(21)	1.476	404	(31)	1.467	404
Total	(632)	32.596	10.074	(392)	32.396	10.256
Circulante		(18.400)			(18.224)	
Exigível a longo prazo		14.196			14.172	

Contingências	30/06/04			31/12/03		
	Valor da provisão		Depósitos	Valor da provisão		Depósitos
	No exercício	acumulada	judiciais	No exercício	acumulada	judiciais
Trabalhistas	(548)	9.926	7.256	3.089	9.834	7.742
Cíveis	(63)	13.305	524	3.235	13.368	221
Clientes – Plano Cruzado		2.607		1.099	2.607	221
Indenização por perdas		4.859			4.907	
Eletroplessão		3.210			3.278	
Outras	(63)	2.629	524	2.136	2.576	
Fiscais	(21)	9.365	2.294	(753)	8.902	2.294
COFINS		1.532			1.465	
INSS		967			933	
IR		3.234	1.890	(152)	3.184	1.890
CSLL		2.156			1.823	
Outras	(21)	1.476	404	(601)	1.497	404
Total	(632)	32.596	10.074	5.571	32.104	10.257
Circulante		(18.400)			(17.951)	
Exigível a longo prazo		14.196			14.153	

Fonte: Cosern

Estão em curso atualmente contra a Cosern ações trabalhistas das quais a grande maioria é relativa a

horas-extras de empregados, resíduos salariais decorrentes de acordos coletivos firmados em 1994 e 1995, reivindicações de isonomia salarial, prestação de serviços de terceiro, promoções, verbas rescisórias e salário complessivo (salário que engloba parcelas distintas sem as especificar, o que é vedado na legislação brasileira). Essas ações estão em diferentes fases processuais, sendo remota a perspectiva de êxito da Cosern. A Cosern acredita que o provisionamento efetuado para essas contingências é suficiente para fazer frente às indenizações.

As principais ações cíveis, descritas a seguir, referem-se a indenizações por mortes decorrentes de acidentes resultantes de descargas elétricas, restituições de tarifas cobradas durante o Plano Cruzado e execuções contra devedores solventes.

Atualmente, existem 14 ações de indenização por acidentes resultantes de descargas elétricas, também conhecidas por eletroplessão, contra a Cosern, sendo que todos os processos ainda estão em 1ª instância e em apenas uma delas houve sentença, estando os demais em fase de conciliação e instrução. Na grande maioria das ações os autores não estipulam o montante pedido de indenização, deixando a delimitação do valor ao arbítrio do magistrado. Em grande parte dos acidentes, existe culpa concorrente. É o caso, por exemplo, de acidentes em que não houve problemas na rede da Cosern (tais como queda de fios, etc.) mas imprudência do acidentado. Assim, a Cosern acredita que o provisionamento de R$3,27 milhões que fez para essas ações será suficiente para fazer frente às possíveis indenizações delas decorrentes.

Durante o ano de 1986, a Cosern cobrou dos consumidores industriais uma majoração na tarifa de energia elétrica estipulada nas Portarias DNAEE nº 38/86 e 45/86. Atualmente, existem 65 ações pleiteando a restituição dessa majoração, todas em 1ª instância, sendo que alguns estão em fase de perícia e outros aguardando julgamento. A Companhia tem provisionado parte dos pedidos de restituição, apenas no período compreendido entre os meses de março a novembro de 1986, nos termos daquilo que vem sendo decidido pelos tribunais.

No ano de 2003, a Cosern foi acionada por uma empresa prestadora de serviços em uma ação de indenização por danos materiais e morais, cujo pedido indenizatório é de R$15,8 milhões. O processo ainda está em 1ª instância, na fase de perícia, entendendo a Cosern que, ainda que haja uma condenação, será em montante inferior ao pleiteado. A Cosern acredita que o valor provisionado para esta ação, no montante de R$1 milhão, é suficiente para cobrir o valor a ser indenizado em caso de procedência da ação.

Atualmente, a Cosern está sendo executada pelo Banco do Estado do Rio Grande do Norte – BANDERN em decorrência de fiança outorgada em favor da Federação das Cooperativas do Estado do Rio Grande do Norte – FECOERN, no valor de R$ 6,4 milhões. Referida ação encontra-se em fase inicial: a Cosern nomeou bens à penhora, e aguarda sua homologação para interpor embargos do devedor.

Há ainda auto de infração lavrado pela Fazenda Estadual contra a Companhia, no valor de R$ 7,0 milhões, relativos à cobrança de parcelamento de REFIS não cumprido, com relação a ICMS não cobrado de cooperativas rurais. A Cosern não provisionou valor para fazer frente a futuro insucesso na referida causa, uma vez que o processo ainda está em sua fase administrativa e a Companhia acredita que suas chances de êxito no Judiciário são bastante significativas.

Adicionalmente, a Companhia é litisconsorte passivo em 32 ações judiciais propostas pelos municípios do Estado do Rio Grande do Norte contra o Estado, com o objetivo de anular remissão do ICMS concedida pelo Estado em favor da Cosern em 1997, cumulado com o pedido de repasse da cota-parte do ICMS devido aos municípios. O valor total dos pedidos é de aproximadamente R$25,3 milhões. Os processos estão em fases distintas, tanto em 2ª quanto em 3ª instâncias. A Cosern considera que suas chances de perda são remotas, razão pela qual não há provisionamento para essas ações, uma vez que os créditos pleiteados pelos municípios já foram atingidos pela decadência ou por compensações realizadas entre o Estado e a Cosern.

Outras Provisões e Contingências Relevantes

Não há.

Informações e Esclarecimentos

Quaisquer outras informações ou esclarecimentos sobre a Companhia e a distribuição em questão poderão ser obtidas junto às instituições intermediárias, bem como na Comissão de Valores Mobiliários – CVM, nos endereços abaixo indicados:

Instituição Líder

Banco Santander Brasil S.A.
Rua Amador Bueno, 474 Bloco C - 3º andar
Tel.: (11) 5538-6282
Fax.: (11) 5538-8252

Instituições Intermediárias

Banco Itaú BBA S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima nº 3.400 - 5º andar
São Paulo - SP
Tel.: (11) 3708-8162
Fax.: (11) 3708-8107

Banco Bradesco S.A.
Av. Paulista, nº 1.450 – 3º andar
São Paulo - SP
Tel.: (11) 2178-4800
Fax.: (11) 2178-4880

BB Banco de Investimento S.A.
Rua Lélio Gama nº105 - 28º andar
Rio de Janeiro - RJTel.: (21) 3808-3773
Fax.: (21) 3808-3239

Comissão de Valores Mobiliários – CVM
Rua Sete de Setembro, 111, 5º andar
Rio de Janeiro – RJ
ou
Rua Formosa, 367, 20º andar, Centro
São Paulo - SP

INFORMAÇÕES SOBRE A CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

A Emissora e a presente emissão foram objeto de análise e classificação de risco pela Standard & Poor's. De acordo com informações de seu *website*, os *ratings* de crédito da Standard & Poor's são avaliações da capacidade de um tomador de recursos de honrar suas obrigações financeiras. O relatório da Standard & Poor's atribui nota "brBBB+" à Cosern e à Emissão, o que significa que a Cosern e a emissão possuem parâmetros de proteção adequados em comparação a outras companhias ou obrigações brasileiras. Porém, condições econômicas adversas ou outras circunstâncias, provavelmente reduzirão a capacidade da Cosern de honrar seus compromissos financeiros, incluindo as debêntures. O sinal positivo na nota atribuída à Companhia e à Emissão ainda significa que há perspectiva de elevação da classificação atribuída, levando-se em consideração quaisquer mudanças fundamentais nas condições econômicas e/ou comerciais no médio e longo prazo.

De acordo com o relatório da Standard & Poor's, a nota atribuída à Cosern e à Emissão considerou (i) a expectativa da agência classificadora de risco de que a Companhia continuará apresentando desempenho operacional e financeiro satisfatórios; (ii) a resolução de riscos de refinanciamento e regulatórios; (iii) a exclusividade da concessão do serviço público de distribuição no Estado do Rio Grande do Norte; (iv) o elevado número de clientes cativos da Companhia; (v) o suporte técnico de um forte acionista; e (v) o cronograma de amortização compatível com a geração de caixa da Cosern após a emissão das Debêntures.

Além disso, a Standard & Poor's levou em consideração o (i) volume significativo de contas a receber da Companhia; (ii) o ambiente regulatório do setor elétrico ainda em evolução e indefinido; e (iii) risco de descasamento em seus custos de compra de energia em relação à sua estrutura de tarifas, no novo ambiente de contratação de energia previsto na reestruturação do setor elétrico.

A perspectiva da Standard & Poor's é que a avaliação de risco da Cosern se mantenha estável, refletindo a expectativa de que a Cosern mantenha um desempenho operacional e financeiro satisfatório de acordo com sua categoria de *rating*. Além disso, a Companhia terá, no julgamento da agência de classificação de risco, um cronograma de amortização de acordo com sua geração de caixa, evitando concentração significativa e problemas de liquidez para os próximos anos. Por outro lado, as notas atribuídas poderão ser reavaliadas, caso a regulamentação do novo modelo do setor elétrico seja diferente das expectativas da Standard & Poor's e afete o equilíbrio econômico e financeiro da Companhia (para maiores detalhes sobre a classificação de risco da Emissora e da Emissão, veja o Anexo IV deste Prospecto).

TRATAMENTO TRIBUTÁRIO APLICÁVEL ÀS DEBÊNTURES

Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF

Como regra geral, o tratamento fiscal dispensado aos rendimentos produzidos pelas debêntures é o mesmo aplicado aos títulos de renda fixa, sujeitando-se, portanto, à incidência do IRRF, à alíquota de 20%.

Não obstante, há regras específicas aplicáveis a cada tipo de debenturista, conforme sua qualificação como pessoa física, pessoa jurídica, inclusive isenta, fundo de investimento, instituição financeira, sociedade de seguro, de previdência privada, de capitalização, corretora de títulos, valores mobiliários e câmbio, distribuidora de títulos e valores mobiliários, sociedade de arrendamento mercantil ou investidor estrangeiro.

Os debenturistas qualificados como pessoas físicas ou pessoas jurídicas isentas terão seus rendimentos tributados exclusivamente na fonte, ou seja, o imposto não é compensável. As entidades imunes estão dispensadas da retenção do imposto na fonte desde que declararem sua condição à fonte pagadora.

O IRRF pago por debenturistas qualificados como pessoas jurídicas tributadas pelo lucro presumido ou real é considerado antecipação, gerando o direito a compensação do montante retido com o imposto apurado em cada período de apuração.

Os fundos de investimento e entidades de previdência privada fechadas estão sujeitos à incidência do IRRF. Na hipótese de aplicação financeira em debêntures realizada por instituições financeiras, seguradoras, entidades de previdência complementar abertas, sociedades de capitalização, corretoras e distribuidoras de títulos e valores mobiliários e sociedades de arrendamento mercantil, há dispensa de retenção na fonte e do pagamento do imposto.

Em relação aos debenturistas residentes, domiciliados ou com sede no exterior, aplica-se, como regra geral, o mesmo tratamento cabível em relação aos rendimentos percebidos pelos residentes no País. Por sua vez, há um regime especial de tributação aplicável aos rendimentos auferidos pelos investidores externos cujos recursos adentrarem o País de acordo com as normas do Conselho Monetário Nacional (Resolução nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, do CMN). Nessa hipótese, os rendimentos auferidos por debenturistas estrangeiros estão sujeitos à incidência do imposto de renda, à alíquota de 15%. Em relação aos investimentos oriundos de países que não tributem a renda ou que a tributem por alíquota inferior a 20%, há incidência do imposto de renda à alíquota de 20%, idêntica à aplicável aos investidores domiciliados no País.

Nas operações com debêntures registradas para negociação no Sistema Nacional de Debêntures – SND, administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto – ANDIMA e operacionalizado pela Central de Custódia e Liquidação Financeira de Títulos – CETIP, a retenção do imposto incidente sobre rendimentos auferidos por pessoas físicas ou jurídicas não financeiras titulares de contas individualizadas deve ser efetuada por meio do próprio sistema.

Os rendimentos auferidos por pessoas físicas ou jurídicas não financeiras que não possuírem contas individualizadas do referido sistema devem ser creditados em suas respectivas contas pela Emissora, cabendo às instituições financeiras titulares das referidas contas a retenção do IRRF.

A retenção deve ser efetuada por ocasião do pagamento dos rendimentos aos debenturistas e o recolhimento do IRRF deve ser realizado até o terceiro dia útil da semana subseqüente à do referido pagamento.

Contribuições para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS

As contribuições para o PIS/PASEP e a COFINS incidem sobre o valor do faturamento mensal das pessoas jurídicas ou a elas equiparadas, considerando-se a totalidade das receitas por estas auferidas, independentemente do tipo de atividade exercida e da classificação contábil adotada para tais receitas.

A remuneração conferida a título de pagamento dos juros aos debenturistas qualificados como pessoas jurídicas domiciliados no país constitui receita financeira, estando, portanto, sujeita às contribuições para o PIS/PASEP, à alíquota de 1,65%, e à COFINS, à alíquota de 7,6%. Sobre os rendimentos auferidos por debenturistas qualificados como pessoas físicas não há incidência dos referidos tributos. Para os debenturistas pessoas jurídicas domiciliados no país, sujeitos à cobrança cumulativa das referidas contribuições, a remuneração auferida a título de pagamento dos juros constitui receita financeira sujeita ao PIS/PASEP à alíquota de 0,65%, e à COFINS, à alíquota de 3%.

Dentre as pessoas jurídicas que permanecem sujeitas à cobrança cumulativa das contribuições acima referidas, citem-se as seguintes: bancos comerciais, bancos de investimentos, bancos de desenvolvimento, caixas econômicas, sociedades de crédito, financiamento e investimento, sociedades de crédito imobiliário, sociedades corretoras, distribuidoras de títulos e valores mobiliários, empresas de arrendamento mercantil e cooperativas de crédito, empresas de seguros privados, entidades de previdência privada, abertas e fechadas, empresas de capitalização, pessoas jurídicas que tenham por objeto a securitização de créditos, operadoras de planos de assistência à saúde, pessoas jurídicas tributadas pelo imposto de renda com base no lucro presumido ou arbitrado, pessoas jurídicas optantes pelo Simples, e pessoas jurídicas imunes a impostos.

O pagamento das contribuições para o PIS/PASEP e COFINS deve ser efetuado até o último dia útil da primeira quinzena do mês subseqüente ao mês de auferimento da receita pelo debenturista, e a determinação dos créditos de PIS/PASEP e COFINS da pessoa jurídica emissora deve levar em conta as remunerações pagas no mês.

Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira – CPMF

A CPMF poderá atingir qualquer debenturista, independentemente de sua qualificação, incidindo sobre as movimentações financeiras realizadas em função da aquisição de debêntures ou posteriores pagamentos realizados aos debenturistas por ocasião da amortização, vencimento ou resgate das debêntures.

A subscrição e integralização das debêntures deverão ser efetuadas à vista e em moeda nacional. Para tanto, os debenturistas realizarão débito de sua conta corrente de depósito, incidindo CMPF sobre o montante lançado.

Os pagamentos efetuados pela Emissora aos debenturistas poderão ser diretamente creditados em sua conta corrente de depósito pela instituição financeira mandatária ou realizados mediante cheque cruzado e intransferível, que deverá ser depositado na conta corrente de depósito ou na conta de poupança do debenturista. Em qualquer das hipóteses, poderá haver nova incidência da CPMF por ocasião da movimentação ou transmissão dos recursos depositados.

A CPMF incidente sobre os rendimentos auferidos por debenturistas qualificados como corretoras de títulos, valores mobiliários e câmbio, distribuidoras de títulos e valores mobiliários, sociedades de investimento e fundos de investimento, cooperativas de crédito e instituições financeiras terá alíquota zero, desde que o recebimento de proventos de valores mobiliários emitidos por terceiros esteja compreendido em seu objeto social e que os referidos rendimentos sejam lançados e movimentados em contas correntes de depósito especialmente abertas e exclusivamente utilizadas para este propósito.

Até 31 de dezembro de 2007, data prevista para sua extinção, a alíquota da CPMF será de 0,38% (art.84 e 90 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias). A responsabilidade pela retenção e recolhimento da CPMF devida, como regra geral, é atribuída à instituição que realizar o lançamento a débito na conta corrente do debenturista.

SISTEMA NACIONAL DE DEBÊNTURES

Introdução

As debêntures serão negociadas no Sistema Nacional de Debêntures – SND, responsável pelo registro das negociações de debêntures no mercado de balcão, uma das formas possíveis de negociação de debêntures no mercado secundário. O SND é administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto – ANDIMA e operacionalizado pela Câmara de Custódia e Liquidação – CETIP.

Desde o final do ano 2000, a CETIP se credenciou na CVM, adquirindo a autorização para atuar sob a forma de mercado de balcão organizado (Instrução CVM nº 243, de 1º de março de 1996). Assim, a CETIP passou a ter poderes para atuar como entidade fiscalizadora dentro do próprio SND, podendo até mesmo aplicar penalidades aos infratores do sistema, nos limites de sua competência. A CETIP atua também como entidade auto-reguladora, sendo responsável, na condição de auxiliar da CVM, pela fiscalização de seus participantes e das operações por eles realizadas. Suas atividades são, dessa maneira, legalmente submetidas à supervisão e fiscalização da CVM.

Participantes

São membros do SND bancos comerciais, bancos de investimento, bancos múltiplos, sociedades distribuidoras e sociedades corretoras de títulos e valores mobiliários, outras instituições financeiras, pessoas jurídicas não-financeiras, investidores institucionais e companhias emissoras de debêntures.

Dentre os seus participantes podemos destacar três figuras: (i) as companhias emissoras; (ii) os chamados "membros do mercado" ("Membro do Mercado" ou "Membros do Mercado"); e (iii) o banco mandatário.

As companhias emissoras têm as seguintes responsabilidades perante o SND: (i) informar ao administrador do sistema (a) o preço unitário de recompra por ocasião do resgate e (b) os valores relativos ao pagamento de prêmios, juros ou outra remuneração ligada às debêntures; (ii) na hipótese de suspensão de algum evento ligado às debêntures, como por exemplo, o não pagamento de juros ou de principal, após tal suspensão ser devidamente aprovada pelos órgãos competentes da companhia emissora e pelo agente fiduciário, comunicar com pelo menos um dia de antecedência, ao administrador do sistema a suspensão do evento; e (iii) comunicar ao superintendente-geral do sistema qualquer informação de que tenha conhecimento que possa de alguma maneira afetar direta ou indiretamente a negociação de suas debêntures.

Caso a companhia emissora (i) tenha sua falência decretada; (ii) não realize o pagamento do valor de principal das debêntures (ressalvada a hipótese de comunicação prévia ao administrador do sistema indicada acima); ou (iii) não pague os valores devidos ao SND em função da utilização do sistema no prazo previsto, as debêntures de sua emissão serão bloqueadas e deverão ser retiradas do sistema.

São considerados Membros do Mercado os bancos comerciais, os bancos de investimento, os bancos múltiplos, as sociedades distribuidoras e as sociedades corretoras de títulos e valores mobiliários, autorizados pela CVM e pelo Banco Central do Brasil a operarem no mercado de capitais.

Podem atuar como banco mandatário os bancos comerciais e os múltiplos. Ao banco mandatário cabe operacionalizar o exercício dos direitos relativos às debêntures por parte dos debenturistas. Dentre as responsabilidades do banco mandatário estão: (i) atuar como liquidante do emissor; (ii) verificar a quantidade, série e emissão das debêntures registradas no sistema, por ocasião da entrada e saída delas no sistema; (iii) conferir os registros no sistema de debêntures que não serão repactuadas; (iv) efetuar, nos termos da escritura de emissão das debêntures, a conversão das debêntures em ações, se for o caso; (v) por ocasião do resgate parcial de debêntures indicar aquelas que foram sorteadas, bem como o preço de resgate; e (vi) verificar o pagamento dos juros registrados no sistema.

Propriedade Fiduciária

Para que as debêntures entrem no sistema elas são fiduciariamente transferidas à CETIP. A propriedade fiduciária consiste na transmissão da propriedade por uma das partes, o fiduciante, a outrem, o proprietário fiduciário. O primeiro aliena determinado bem ao último que, para todos os fins legais, adquire a propriedade do bem alienado. O proprietário fiduciário, por sua vez, se obriga perante o fiduciante e seus sucessores a observar, no exercício do direito de propriedade, certas limitações e a até mesmo a alienar o bem ao fiduciante ou seus sucessores.

A transferência da propriedade em caráter fiduciário à CETIP permite a livre negociação das debêntures no sistema, uma vez que, a despeito das várias negociações de que uma debênture pode ser objeto, a sua propriedade não muda, permanecendo com a CETIP. À medida que a debênture é negociada, são alterados os registros nas contas do SND, como veremos abaixo, o que permite que a titularidade das debêntures seja transferida.

Na qualidade de proprietária fiduciária, a CETIP se obriga a se valer do seu direito de propriedade somente com fins de permitir que o debenturista negocie seu título e exerça seus direitos sob as debêntures. Outra limitação à qual a CETIP se sujeita diz respeito aos rendimentos auferidos sob as debêntures, que são automaticamente transferidos aos debenturistas, sendo a CETIP apenas uma "ponte" entre a emissora e estes últimos.

Registro das Debêntures e Titularidade dos Debenturistas

Podemos distinguir as contas existentes no SND em dois grupos: (i) contas de participantes e (ii) contas de clientes de Membros do Mercado. Cada Membro do Mercado terá uma destas últimas contas, onde serão lançadas todas as operações de todos os seus clientes. Nas contas de cliente do Membro do Mercado deve ser feito o depósito/retirada de debêntures, como também a liquidação financeira relativa aos créditos representados pelas debêntures, ou seja, aí serão lançados os créditos e débitos relacionados (a) às operações de negociação das debêntures; (b) a resgate, juros, atualização monetária ou quaisquer outros direitos relativos às debêntures; (c) ao desconto de imposto de renda na fonte, de responsabilidade do Membro do Mercado; (d) aos encargos devidos em função da participação no sistema ou exercício de direitos.

A diferença básica entre as contas de participantes e as contas de clientes de Membros do Mercado está em que estas últimas têm no SND apenas um registro sintético onde, sem a identificação do debenturista, são lançadas as operações de depósitos/retiradas de debêntures, ou conversão destas em ações, se for o caso. Isso não significa, entretanto, que não exista um registro analítico sobre tais contas. Tal registro existe, mas não é de responsabilidade do SND, ficando a cargo do Membro do Mercado do qual o debenturista é cliente.

A titularidade das debêntures é presumida de duas maneiras: (i) quando o titular é participante do sistema, como, por exemplo, um investidor institucional, pelo crédito efetuado na sua posição própria de títulos e pelos documentos que originaram tal crédito; ou (ii) quando o titular é cliente de um Membro do Mercado, e portanto, não participa diretamente do sistema, pelas notas de compra que lhe foram fornecidas pelo Membro do Mercado do qual é cliente.

Debêntures e Operações do Sistema

Ao SND cabe atualizar automaticamente, de acordo com os prazos e condições das debêntures ali registradas, todos e quaisquer valores atribuídos às debêntures, quer sejam eles provenientes de juros, atualização monetária ou ainda de outra forma prevista de rendimento. Também automaticamente, antes do vencimento de qualquer obrigação relativa às debêntures, o sistema expedirá notificação à companhia emissora e/ou aos debenturistas comunicando sobre a ocorrência do evento. Os procedimentos de recompra obrigatória e de recompra facultativa mencionados nos itens 5.1 e 5.2 da Escritura e o de resgate antecipado parcial das debêntures, mencionado no item 5.3 da Escritura, dar-se-ão por meio de operação de compra e venda definitiva, conforme regulamento de operações do SND.

A ANDIMA e a CETIP não têm qualquer responsabilidade pelo não pagamento por parte da companhia emissora dos valores devidos sob as debêntures, informando os valores que lhe seriam devidos. Quaisquer pagamentos que a companhia emissora venha a efetuar aos debenturistas a título de reparação pelos danos causados em função do atraso só poderão ser efetuados por meio do sistema caso atendam a todos os debenturistas de forma equânime, para que aquele que venha a adquirir a debênture no futuro saiba as suas condições atuais, como por exemplo acordo efetuado pela emissora e os debenturistas quanto a prorrogação dos juros. A transferência das debêntures na pendência de qualquer pagamento transfere também ao comprador o direito ao recebimento dos valores em atraso.

Uma vez registradas no sistema, todas as operações relativas às debêntures devem ser realizadas por meio do SND, o que não impede, entretanto, que a companhia emissora retire as debêntures de sua emissão do SND, hipótese em que estas serão entregues aos seus respectivos titulares. Tal entrega se dá mediante o registro das debêntures em livro de registro das debêntures nominativas.

Liquidação Financeira

Nas contas mantidas no SND deve ser realizada, basicamente, a liquidação financeira das debêntures, ou seja, aí serão lançados os créditos e débitos relativos (i) às operações de negociação das debêntures; (ii) resgate, juros, atualização monetária ou quaisquer outros direitos relativos às debêntures; e (iii) desconto de imposto de renda na fonte.

A liquidação financeira das debêntures, quer seja em função de operações ligadas à negociação das mesmas como compra e venda, ou de juros, atualização monetária ou qualquer outro direito ligado às mesmas só se dará mediante ordem do responsável pela liquidação ao banco mandatário, responsável pela centralização de todas as ordens de liquidação ligadas às debêntures e pela liquidação destas no sistema.

O banco mandatário, após o recebimento de todas as ordens de liquidação, as encaminha para os bancos onde os debenturistas mantêm contas de depósito à vista, a fim de que as ordens sejam liquidadas. Caso tais ordens não sejam aceitas, em função, por exemplo, de insuficiência de saldo em conta, a operação é automaticamente cancelada. As operações também são automaticamente canceladas caso o emitente da ordem de liquidação sofra processo de falência ou de intervenção ou liquidação extrajudicial.

A não liquidação da operação por insuficiência de recursos na conta de deposito à vista daquele que emitiu a ordem ou pela decretação de sua falência ou intervenção ou ainda liquidação extrajudicial não responsabiliza, de forma alguma, a ANDIMA, a CETIP, ou o banco mandatário pela liquidação financeira da mesma.

Após o encerramento das atividades diárias do sistema, cada participante que realizou qualquer negócio ou que tenha direito, em função dos títulos depositados, a algum recebimento no dia, receberá o chamado "Documento Consolidado de Operações", que conterá todas as características das suas operações e/ou direitos a receber e que é o único documento comprobatório de suas operações no sistema.

BOVESPA FIX

Introdução

As debêntures poderão ser negociadas por meio do BOVESPA FIX, mercado de títulos privados de renda fixa criado pela BOVESPA. O BOVESPA FIX é administrado pela BOVESPA e operacionalizado pelo SISBEX. Este sistema confere maior rapidez e transparência às negociações, permitindo, assim, melhor formação do preço.

O BOVESPA FIX foi criado em abril de 2001, a partir de uma associação feita entre a BOVESPA e a CBLC.

A BOVESPA é uma associação civil sem fins lucrativos, com autonomia administrativa, financeira e patrimonial. São associadas à BOVESPA todas as sociedades corretoras que podem operar nos dois tipos de sistemas existentes: o Pregão Viva Voz e o Sistema Eletrônico de Negociação - Mega Bolsa. A BOVESPA opera sob a supervisão da CVM.

A CBLC é uma sociedade anônima, criada em 1998 a partir de uma reestruturação da BOVESPA, que tem como objetivo prestar serviços de custódia e liquidação de valores, bem como controle de risco.

Participantes

Os participantes do BOVESPA FIX são (i) todas as sociedades corretoras de valores membros da BOVESPA, e instituições financeiras habilitadas à colocação dos títulos no mercado, (ii) companhias emissoras dos títulos que serão objeto de negociação no mercado; e (iii) os investidores.

A CBLC atua no BOVESPA FIX na qualidade de agente de custódia e de liquidação das operações realizadas no âmbito do sistema.

Como custodiante, a CBLC está encarregada da abertura e manutenção da conta de custódia em nome do investidor, nas quais estarão registrados seus respectivos títulos ou ativos.

Na qualidade de agente liquidante, a CBLC atua como contraparte central garantidora na liquidação das operações efetuadas no BOVESPA FIX, provendo segurança e eficiência ao sistema. Isto porque, toda entrega de ativos ocorre contra pagamento, com movimentação coordenada de títulos e fundos. A liquidação das operações é realizada em reserva, no dia útil seguinte à negociação.

Propriedade Fiduciária

Para que as debêntures possam ser negociadas no BOVESPA FIX elas devem ser fiduciariamente transferidas a CBLC. A propriedade fiduciária consiste na transmissão da propriedade por uma das partes, o fiduciante, a outrem, o proprietário fiduciário. O primeiro aliena determinado bem ao último que, para todos os fins legais, adquire a propriedade do bem alienado. O proprietário fiduciário, por sua vez, se obriga perante o fiduciante e seus sucessores a observar, no exercício do direito de propriedade, certas limitações e até mesmo a alienar o bem ao fiduciante ou seus sucessores.

A transferência da propriedade em caráter fiduciário a CBLC permite a livre negociação das debêntures no sistema, uma vez que, a despeito das várias negociações de que uma debênture pode ser objeto, a sua propriedade não muda, permanecendo com a CBLC. À medida que a debênture é negociada, são alterados os registros nas contas da CBLC, o que permite que a titularidade das debêntures seja transferida.

Na qualidade de proprietária fiduciária, a CBLC se obriga a se valer do seu direito de propriedade somente com fins de permitir que o debenturista negocie seu título e exerça seus direitos sob as debêntures. Outra limitação à qual a CBLC se sujeita diz respeito aos rendimentos auferidos sob as debêntures, que são automaticamente transferidos aos debenturistas, sendo a CBLC apenas uma "ponte" entre a emissora e estes últimos.

Sistema de Negociação

A negociação das debêntures no mercado BOVESPA FIX é realizada por meio do SISBEX, sistema eletrônico que proporciona maior transparência e rapidez às negociações. Isto porque, as ofertas são disseminadas para todo o mercado e os preços de fechamento são divulgados em tempo real, facilitando uma melhor formação de preços e possibilitando maior fiscalização pelos participantes do mercado, capazes de acompanhar as condições de negociação de seus ativos em tempo real.

No momento em que ocorre uma negociação através do SISBEX, este automaticamente informa à CBLC, que, após a confirmação da operação, alterará os registros nas respectivas contas de custódia do vendedor e do comprador, persistindo como a proprietária fiduciária dos títulos.

Além de efetuar operações no mercado secundário, os participantes do BOVESPA FIX podem utilizar-se do SISBEX para a realização de processo de formação de preço do tipo *bookbuilding* ou leilão eletrônico no âmbito das colocações primárias. O sistema foi desenvolvido para oferecer segurança, agilidade e sigilo das informações, características fundamentais para o sucesso das mesmas.

Na colocação primária, a CBLC atua como facilitadora da liquidação, coordenando a entrega contra o pagamento dos títulos.

Por fim, por meio do BOVESPA FIX também é possível o resgate e o pagamento de rendimentos e direitos referentes às debêntures, bem como o desconto do imposto de renda na fonte relativo às mesmas.

ANEXOS

I – Ata da Assembléia Geral Extraordinária que Deliberou a Emissão
II – Estatuto Social da Cosern
III – Escritura de Emissão de Debêntures
IV – Relatório de Classificação de Risco
V – Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP da Companhia Referentes aos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de Dezembro de 2001, 2002 e 2003
VI – Informações Trimestrais – ITR da Companhia Referentes aos Trimestres Findos em 30 de Junho de 2004 e 30 de Junho de 2003
VII – Resolução Homologatória nº 109, de 20 de Abril de 2004, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL
VIII – Informações Anuais – IAN da Companhia referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003
IX – Ofício da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que aprovou a emissão e a constituição da garantia real

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

I – Ata da Assembléia Geral Extraordinária que Deliberou a Emissão

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

cosern
Grupo IBERDROLA

ATA DA 122.ª ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA DA COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN - REALIZADA EM 05 DE MAIO DE 2004

CNPJ Nº 08.324.196/0001-81 NIRE 24300000502
COMPANHIA ABERTA RG. CVM 01813-9

Data, hora e Local: 5 de maio de 2004, às 10:00 horas, na sede social da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, na Rua Mermoz, 150, na Cidade de Natal, Rio Grande do Norte. **Convocação:** Através de edital publicado nas edições dos dias 20, 21 e 23 de abril de 2004, do "Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte" e dos dias 20, 21, 22 e 23 de abril de 2004, no jornal "Valor Econômico". **Presenças:** Acionistas titulares de mais de 2/3 do capital votante, conforme assinaturas constantes do Livro de Presença de Acionistas e procurações arquivadas na COSERN. **Mesa:** Presidente: Roberto Medeiros dos Santos; Secretária: Céres Varella Bezerra de Araújo, escolhidos na forma do parágrafo único do artigo 10 do Estatuto Social. **Ordem do Dia:** 1. Deliberar sobre a emissão de debêntures não conversíveis em ações da COSERN proposta pelo Conselho de Administração da COSERN em reunião realizada no dia 01 de março de 2004; 2. Deliberar sobre autorização a ser conferida ao Conselho de Administração da COSERN para deliberar sobre as condições de que tratam os incisos VI a VIII do artigo 59 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e sobre a oportunidade da emissão; e 3. Deliberar sobre autorização a ser conferida à Administração da COSERN para contratação de uma ou mais instituições financeiras para a colocação pública da totalidade das debêntures, em regime de garantia firme de subscrição, bem como autorização para a prática dos atos necessários à formalização da emissão. **Deliberações tomadas por 98,81% do capital votante da Companhia: 1.** Foi aprovada a realização da segunda emissão pública debêntures não conversíveis em ações da COSERN com as seguintes características: (i) quantidade total de debêntures: 1.200 (mil e duzentas debêntures); (ii) valor nominal unitário: R$100.000,00 (cem mil reais); (iii) valor total da emissão: R$120.000.000,00 (cento e vinte milhões de reais), na data de emissão; (iv) número de séries: única; (v) forma, conversibilidade e espécie: nominativas-escriturais, não conversíveis em ações e da espécie com garantia real, composta por penhor de direitos creditórios decorrentes do fornecimento de energia elétrica da COSERN a seus clientes e direitos de crédito da COSERN contra instituições financeiras e agentes arrecadadores dos pagamentos das contas de fornecimento de energia elétrica; (vi) data de emissão: 1º de junho de 2004; (vii) prazo: 4 (quatro) anos, contados a partir da data de emissão; (viii) data de vencimento: 1º de junho de 2008; (ix) preço de subscrição e forma de integralização: serão subscritas pelo seu valor nominal unitário, acrescido dos juros calculados nos termos do item (x) abaixo, desde a data de emissão até a da efetiva subscrição e integralização. A integralização será à vista, em moeda corrente nacional, no ato da subscrição; (x) remuneração: sobre o valor nominal das debêntures incidirão, desde a data de emissão, juros equivalentes a 100% (cem por cento) da taxa média diária dos depósitos interfinanceiros de um dia, "over extra grupo", expressa na forma porcentual ao ano, base 252 (duzentos e cinqüenta e dois) dias úteis, calculada e divulgada diariamente pela CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação ("Taxa DI"), acrescida de *spread* ou sobretaxa de 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinqüenta e dois) dias úteis, incidentes sobre o valor nominal da debênture, *pro rata temporis*, a partir da data de emissão até a data de seu efetivo pagamento; (xi) periodicidade de pagamento: os juros serão pagos trimestralmente, a partir da data de emissão até a data de vencimento; (xii) amortização programada: o valor nominal das Debêntures será amortizado em 11 (onze) parcelas trimestrais e consecutivas, vincendas no primeiro dia de cada trimestre, a partir do 18º (décimo oitavo) mês contado da data de emissão, inclusive, sendo o primeiro pagamento devido em 1º de dezembro de 2005 e devendo ser observado o seguinte cronograma de amortização: (a) no 2º

Rua Mermoz, 150 - Baldo. Caixa Postal, 80 CEP 59.025-250 Natal - Rio Grande do Norte. Tel PABX (084) 2156100 End. Telegráfico: "Energia"
TELEX (084) 2373 FAX (084) 211 3047 Insc. Estadual 20055199-0 CGC 08324196/0001-81

cosern
Grupo IBERDROLA

(segundo) ano a contar da data de emissão, deverão ser amortizados 17% (dezessete por cento) do principal das debêntures, em 3 (três) parcelas, (b) no 3º (terceiro) ano a contar da data de emissão, deverão ser amortizados 33% (trinta e três por cento) do principal das debêntures, em 4 (quatro) parcelas; e (c) no 4º (quarto) ano a contar da data de emissão, deverão ser amortizados 50% (cinquenta por cento) do principal das debêntures, em 4 (quatro) parcelas; (xiii) repactuação: deverá ocorrer em 1º de junho de 2006. A repactuação estará condicionada à não obtenção, em até 30 (trinta) dias antes da data de repactuação, de crédito pela COSERN de valor igual ou superior a R$ 60.000.000,00 (sessenta milhões de reais) junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Na hipótese da COSERN ter obtido o referido crédito, fica desde já determinado que não haverá repactuação, permanecendo vigentes os termos e condições das Debêntures, conforme estabelecido na Escritura A COSERN se obriga a adquirir, na data de repactuação, a totalidade das debêntures cujos titulares não aceitem as novas condições das mesmas. As debêntures serão adquiridas pelo seu valor nominal, acrescido dos juros remuneratórios devidos até a data de repactuação; (xiv) recompra obrigatória: na hipótese da liberação do crédito referido no item (xiii) acima, os debenturistas terão prazo de até 15 (quinze) dias contados da data da publicação de "Aviso aos Debenturistas" informando da liberação do referido crédito, para solicitar a recompra de suas debêntures pela COSERN. As debêntures cujos titulares tenham solicitado a recompra na forma deste item serão obrigatoriamente recompradas em valor correspondente a 60% (sessenta por cento) do valor total do crédito liberado pelo BNDES, valor este que deverá ser distribuído proporcionalmente entre os debenturistas que tenham solicitado a recompra. Adicionalmente, somente serão recompradas na forma deste item no máximo 50% (cinquenta por cento) das debêntures detidas por cada debenturista que tenha solicitado a recompra; (xv) recompra facultativa: não obstante o disposto no item (xiv) acima, será estendido à COSERN, em caso de liberação do crédito referido no item (xiii) acima, o direito de recomprar as debêntures, ainda que não solicitado pelos debenturistas, em valor limitado a 60% (sessenta por cento) do crédito liberado pelo BNDES, valor este que deverá ser distribuído proporcionalmente entre os debenturistas. Adicionalmente, não poderá ser recomprada quantidade de debêntures superior a 50% (cinquenta por cento) da quantidade de Debêntures detida por cada debenturista. Na hipótese de recompra facultativa tratada neste item, não será devido pela Emissora qualquer prêmio pela recompra das Debêntures; (xvi) resgate antecipado facultativo: a partir do 12º (décimo segundo) mês a contar da data de emissão, inclusive, e a cada trimestre encerrado subseqüente, a COSERN poderá resgatar antecipadamente as debêntures em circulação. O resgate antecipado poderá ser total ou parcial, pelo valor nominal unitário da debênture, na data de emissão, acrescido dos juros remuneratórios devidos até a data do pagamento das debêntures resgatadas, e de prêmio equivalente a 0,5% (cinco décimos por cento) sobre o saldo a ser resgatado. Na hipótese de deliberação de resgate antecipado parcial, adotar-se-á o critério de rateio proporcional à quantidade de debêntures detidas por cada debenturista a ser realizado na presença do agente fiduciário dos debenturistas; (xvii) vencimento antecipado: as debêntures poderão ser declaradas vencidas antecipadamente em hipóteses a serem previstas da respectiva escritura de emissão; (xviii) procedimento de distribuição: a distribuição será pública, em mercado de balcão organizado, não havendo lotes máximos ou mínimos, nem reservas antecipadas e deverá ser assegurado tratamento justo e eqüitativo aos destinatários e aceitantes da oferta, visando principalmente a investidores institucionais. Poderá ser realizado procedimento de coleta de intenções dos investidores pelas instituições intermediárias contratadas para colocação das debêntures; (xix) distribuição parcial: não haverá distribuição parcial das debêntures, uma vez que a sua totalidade será colocada sob regime de garantia firme de subscrição pelas instituições intermediárias; e (xx) poder liberatório: na hipótese de não pagamento pela COSERN, nas datas previstas na respectiva escritura de emissão, de qualquer valor devido com relação à presente emissão de debêntures, os debenturistas poderão, a seu exclusivo critério, utilizar as respectivas debêntures para pagamento de contas de fornecimento de energia elétrica faturadas pela COSERN contra os mesmos, se for o caso, mediante dação

Rua Mermoz, 150 - Baldo. Caixa Postal, 80 CEP 59.025-250 Natal - Rio Grande do Norte. Tel PABX (084) 2156100 End. Telegráfico: "Energia"
TELEX (084) 2373 FAX (084) 211 3047 Insc. Estadual 20055199-0 CGC 08324196/0001-81

cosern
Grupo IBERDROLA

em pagamento. A realização da presente emissão e a constituição da garantia real acima prevista estão condicionadas à aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **2.** Foi autorizado ao Conselho de Administração da COSERN deliberar sobre as condições de que tratam os incisos VI a VIII do artigo 59 da Lei nº 6.404/76, e sobre a oportunidade da emissão. **3.** Foi autorizada a prática pela Administração da COSERN de todo e qualquer ato necessário à formalização da emissão, tais como celebrar a escritura de emissão, contratar agente fiduciário, fixando-lhe os honorários, agência de classificação de risco, banco mandatário, escriturador e depositário das debêntures e contratar as instituições financeiras que intermediarão a colocação pública das debêntures da 2ª emissão da COSERN, podendo, para tanto, celebrar o respectivo contrato de distribuição, ajustando cláusulas e condições e a respectiva remuneração. **Encerramento:** Nada mais havendo a deliberar, o Sr. Presidente deu por encerrados e concluídos os trabalhos. Em seguida, suspendeu a sessão pelo tempo necessário à lavratura da presente ata sob forma de sumário. Reaberta a sessão, a presente ata foi lida, aprovada e por todos os presentes assinada, encerrando-se essa reunião às 11:00 horas. Certificamos que a presente ata foi lavrada sob a forma sumária nos termos do artigo 130, § 1º da Lei 6.404/76, cujo original foi lavrado no Livro de Registro de Atas de Assembléias Gerais da COSERN, ficando autorizada a publicação da mesma com a omissão das assinaturas dos acionistas, nos termos do artigo 130, § 2º da Lei 6.404/76. Esta certidão é cópia fiel da lavrada no Livro de Atas de Assembléias Gerais da Companhia.

Assinam a presente ata os acionistas: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA e GUARANIANA S.A, devidamente representadas pelo Sr. Roberto Medeiros dos Santos e a UPTICK PARTICIPAÇÕES S.A., representada pelo Sr. Clayton Ferraz de Paiva.

Natal, 5 de maio de 2004

ROBERTO MEDEIROS DOS SANTOS
Presidente

CÉRES VARELLA BEZERRA DE ARAÚJO
Secretária

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA - COELBA
Roberto Medeiros dos Santos

GUARANIANA S.A.
Roberto Medeiros dos Santos

UPTICK PARTICIPAÇÕES S.A.
Clayton Ferraz de Paiva

JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE
JUCERN
CERTIFICO O REGISTRO EM: 11/05/2004
SOB Nº: 24103171
Protocolo: 04/018463-3
Empresa: 24 3 0000050 2
COMPANHIA ENERGETICA DO RIO GRANDE DO NORTE COSERN
FERNANDO V. DE MACEDO SILVA
SECRETARIO-GERAL

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

II – Estatuto Social da Cosern

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ESTATUTO SOCIAL

CAPÍTULO I - DENOMINAÇÃO, SEDE, OBJETO E DURAÇÃO

Artigo 1º - A Companhia é uma sociedade anônima, sob a denominação de Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN e reger-se-á pelo presente estatuto social e pelas disposições legais aplicáveis.

Parágrafo Único - A companhia manterá sua condição de companhia aberta por todo o prazo da concessão.

Artigo 2º - A Companhia tem sede e foro na Cidade de Natal, Capital do Estado do Rio Grande do Norte, e, por decisão da Diretoria, poderá instalar sucursais, filiais, agências, escritórios, postos de serviços ou depósitos em outras cidades, vilas ou distritos do Estado, ou, ainda, em qualquer parte do território nacional ou no exterior, por deliberação do Conselho de Administração.

Artigo 3° **-** A Companhia tem por objeto estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo.

Artigo 4° **-** A Companhia terá duração por prazo indeterminado.

CAPÍTULO II - CAPITAL SOCIAL

Artigo 5.º - O Capital Social é de R$ 140.413.333,25 (cento e quarenta milhões, quatrocentos e treze mil, trezentos e trinta e três reais e vinte e cinco centavos), representado por 168.074.028 (cento e sessenta e oito milhões, setenta e quatro mil e vinte e oito) ações nominativas escriturais, divididas em 129.746.219 (cento e vinte e nove milhões, setecentas e quarenta e seis mil, duzentas e dezenove) ações ordinárias, de classe única, 20.606.128 (vinte milhões, seiscentas e seis mil, cento e vinte e oito) ações preferenciais de classe A e 17.721.681 (dezessete milhões, setecentas e vinte e um mil, seiscentas e oitenta e uma) ações preferenciais de classe B, todas sem valor nominal;

Artigo 6º - Somente as ações ordinárias conferem direito de voto nas deliberações da Assembléia Geral, na proporção de um voto por ação.

Artigo 7º - As ações preferenciais Classe A e B terão direito ao recebimento de dividendos, por ação, no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

Parágrafo Único – Às ações preferenciais fica assegurada, na forma da Lei, prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, pelo valor de patrimônio líquido das ações, no caso de liquidação da Companhia, ficando assegurada, ainda, às ações preferenciais Classe "A" prioridade na distribuição de dividendo.

Artigo 8º - As ações podem ser convertidas em outras classes, desde que a conversão seja solicitada pelo respectivo detentor e expressamente autorizada pela Assembléia Geral.

Parágrafo Primeiro - As despesas com a substituição de certificados de ações ou cautelas que as representem correm por conta do acionista interessado.

Parágrafo Segundo - A Companhia poderá emitir, na forma da Lei, títulos unitários ou múltiplos de ações e, provisoriamente, cautelas que as representem.

Artigo 9º - As ações que compõe o controle acionário da Companhia, ou seja representativas de 51% (cinquenta e um por cento) do capital votante, definido nos termos do Edital nº 01/97, que disciplinou o processo de desestatização da Companhia, não poderão ser transferidas, cedidas ou alienadas, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, sem a prévia concordância do Poder Concedente.

CAPÍTULO III - DA ASSEMBLÉIA GERAL

Artigo 10.º - As condições para a realização da Assembléia Geral, a forma de sua convocação e funcionamento, o número necessário de acionistas presentes, a maneira de suas deliberações e os seus atos preliminares são os prescritos em Lei e neste Estatuto.

Parágrafo Primeiro - O Presidente do Conselho de Administração instalará a Assembléia e promoverá, por eleição ou aclamação, a escolha do Presidente e do Secretário da mesa que dirigirá os trabalhos.

Parágrafo Segundo – As convocações serão realizadas por meio de edital de convocação publicado com antecedência mínima de 15 (quinze) dias, em primeira convocação, e com 8 (oito) dias de antecedência em segunda convocação, o qual deverá conter descrição dos assuntos que serão objeto de deliberação pelos acionistas.

Parágrafo Terceiro - Todos os documentos a serem analisados ou discutidos em Assembléia Geral serão disponibilizados aos acionistas na bolsa de valores em que as ações da Companhia forem mais negociadas, assim como na sede social da Companhia, a partir da data da publicação do primeiro edital de convocação referido no Parágrafo Segundo acima.

Artigo 11.º - A Assembléia Geral Ordinária realizar-se-á dentro dos quatro primeiros meses após o encerramento do exercício social, por convocação do Conselho de Administração, através do seu Presidente, pelo respectivo substituto, ou, na ausência deles, pela Diretoria, para exercer as atribuições previstas na Lei.

Artigo 12.º- A Assembléia Geral reunir-se-á extraordinariamente por convocação do Conselho de Administração, ou da Diretoria da Companhia, sempre que se fizer necessário, bem assim pelo Conselho Fiscal ou por acionistas, nos casos previstos em lei.

Artigo 13.º- A remuneração dos membros da Diretoria, do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando instalado, será fixada pela Assembléia Geral de Acionistas.

CAPÍTULO IV - DA ADMINISTRAÇÃO

Artigo 14.º- A Companhia será administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria, que terão a composição e atribuições previstas na lei e neste Estatuto.

Artigo 15.º- Aos membros da Administração é vedada a aquisição, ainda que em hasta pública, de bens de propriedade da Companhia.

Artigo 16.º- O prazo de gestão de Conselheiros e Diretores estender-se-á até a posse dos respectivos substitutos eleitos.

SEÇÃO I - CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Artigo 17.º- O Conselho de Administração será composto por até 11 (onze) membros, e seus suplentes, eleitos pela Assembléia Geral e por ela destituíveis a qualquer tempo. O Presidente e o Vice-Presidente do Conselho de Administração serão escolhidos pelos seus membros.

Parágrafo 1º - Aos acionistas minoritários com direito a voto e presentes à Assembléia, excluindo-se os empregados acionistas com direito a voto, é assegurado o direito de eleger um dos Conselheiros, se maior número não lhes couber, pelo processo de voto múltiplo, na forma da Lei, desde que preenchidas as condições necessárias à eleição do respectivo Conselheiro e que os minoritários, em conjunto, representem, ao menos 5% (cinco por cento) do capital .

Parágrafo 2º - Aos empregados acionistas, com direito a voto, é assegurado o direito de eleger, em eleição em separado, um dos membros do Conselho de Administração.

Parágrafo 3º - Os Conselheiros terão mandato de 1 (um) ano, permitida a reeleição.

Parágrafo 4º - Os Conselheiros tomarão posse assinando, isolada ou conjuntamente, o respectivo termo, lavrado no "Livro de Atas de Reuniões do Conselho de Administração", dentro dos 30 (trinta) dias seguintes à eleição.

Parágrafo 5º - Vagando cargo de Conselheiro, o Conselho designará um substituto para servir até a primeira Assembléia Geral, que elegerá novo Conselheiro para completar o mandato.

Parágrafo 6º - Não se aplicará a regra do parágrafo anterior, quando a eleição dos Conselheiros houver sido realizada pelo processo de voto múltiplo, ou quando a Assembléia Geral decidir pela recomposição plena do Conselho, casos em que a eleição será feita para todo o Colegiado, permitida a recondução dos membros remanescentes.

Parágrafo 7º - A remuneração dos membros do Conselho de Administração será fixada pela Assembléia Geral.

Artigo 18.º- Ressalvados os casos de urgência, o Conselho de Administração reunir-se-á trimestralmente, em sessão ordinária, em data e horário previamente informados com antecedência mínima de 5 (cinco) dias e deliberará por maioria de votos, presentes, no mínimo, 6 (seis) de seus membros, dentre eles o Presidente.

Parágrafo 1º - O Conselho de Administração poderá ser convocado, extraordinariamente, pelo seu Presidente ou pela maioria de seus membros.

Parágrafo 2º - O Presidente do Conselho será substituído, nos casos de afastamento temporário e nos impedimentos legais, pelo Vice-Presidente.

Parágrafo 3º - Os Diretores da Companhia, que não forem membros do Conselho, poderão tomar parte nas reuniões do órgão, sem direito a voto, quando:

(a) a pedido, deferido pelo Presidente; e
(b) obrigatoriamente, por convocação do Conselho.

Parágrafo 4º - Para fins de atendimento do quorum estabelecido no *caput* deste Artigo, fica determinado que os Conselheiros ausentes, nas Reuniões do Conselho, poderão votar por escrito, desde que entreguem o voto a uma outro Conselheiro presente nas reuniões do Conselho.

Artigo 19.º- Compete ao Conselho de Administração:

(a) Fixar a orientação geral dos negócios da Companhia, manifestando-se sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria;

(b) Eleger e destituir os Diretores, e fixar-lhes as atribuições, observadas as disposições deste Estatuto;

(c) Fiscalizar a gestão dos Diretores, examinar, a qualquer tempo, os livros e documentos da Companhia, solicitar informações sobre contratos celebrados ou em via de celebração, e sobre quaisquer outros atos, visando assegurar a correta execução da política administrativa da Companhia;

(d) Convocar a Assembléia Geral;

(e) Aprovar os programas anuais e plurianuais de investimentos da Companhia;

(f) Manifestar-se sobre propostas de reforma estatutária apresentada pela Diretoria;

(g) Autorizar a contratação de empréstimos externos e no País, estes quando superiores a R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);

(h) Autorizar a alienação, oneração e permuta de bens imóveis pertencentes à Companhia, bem como a prestação de garantias a obrigações de terceiros;

(i) Aprovar proposta da Diretoria para aquisição de bens imóveis que venham a integrar o patrimônio da Companhia, desde que o valor da operação ultrapasse o limite de R$ 500.000,00 (quinhentos mil reais);

(j) Escolher e destituir os auditores independentes;

(k) Manifestar-se sobre o sistema de classificação de cargos da Companhia, proposto pela Diretoria;

(l) Propor ou deliberar a emissão de títulos e valores mobiliários e autorizar a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real e de notas promissórias para distribuição pública;

(m) Manifestar-se sobre a destinação a ser dada ao lucro líquido da Companhia, proposta pela Diretoria;

(n) Deliberar sobre o pagamento de juros sobre capital próprio, nos termos da Lei nº 9.249/95;

(o) Autorizar operações de captação de recursos, mediante a emissão de Notas Promissórias e Recibos de Depósitos, observada a legislação vigente;

(p) Autorizar a compra de ações da Companhia para manutenção em tesouraria ou para cancelamento, nas condições estabelecidas pela legislação vigente;

(q) Autorizar a instalação de sucursais, filiais, agências, ou escritório da Companhia fora do Estado do Rio Grande do Norte;

(r) Autorizar à Diretoria, nos casos em que exceda à competência desta, a outorga de poderes especiais a diretor ou a procurador; e

(s) Decidir sobre os casos omissos neste Estatuto, com base na legislação em vigor.

Parágrafo Único - Serão arquivadas no registro do comércio e publicadas as atas das reuniões do Conselho de Administração que contiverem decisão destinada a produzir efeitos perante terceiros.

SEÇÃO II - DIRETORIA

Artigo 20.º- A Diretoria é o órgão executivo da administração. A Diretoria é composta de 06 (seis) membros, sendo 1 (um) Diretor Presidente, 1 (um) Diretor de Economia, Finanças e de Relações com Investidores, 1 (um) Diretor de Recursos Humanos e Serviços Gerais, 1 (um) Diretor Comercial, 1 (um) Diretor de Gestão de Ativos e 1 (um) Diretor de Coordenação Territorial. O Conselho de Administração da Companhia poderá designar um dos membros da Diretoria, com exceção do Diretor Presidente, para exercer as funções de Diretor Vice-Presidente da Companhia.

Parágrafo 1º - Os membros da Diretoria serão eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 3 (três) anos, podendo ser reeleitos.

Parágrafo 2º - Em suas ausências ou impedimentos temporários os diretores serão substituídos de acordo com indicação da Diretoria. O Diretor-Presidente, na sua ausência, será substituído pelo

Diretor Vice-Presidente. Na ausência, também, do Diretor Vice-Presidente, serão o Diretor-Presidente e o Diretor Vice-Presidente substituídos por outros diretores indicados pela Diretoria.

Parágrafo 3º - Em caso de vacância do cargo de Diretor Presidente, o Conselho de Administração será imediatamente convocado para eleição do substituto. Em caso de vacância de cargo de qualquer outro diretor, o órgão continuará em funcionamento com os demais diretores, devendo o Conselho de Administração ser imediatamente convocado para eleição de novo diretor.

Artigo 21.º- Os membros da Diretoria tomarão posse mediante termo lavrado no "Livro de Atas das Reuniões da Diretoria".

Artigo 22.º- A Diretoria reunir-se-á, ordinariamente, uma vez por mês, e, ainda, sempre que convocada por qualquer dos Diretores. A convocação far-se-á por escrito, inclusive via fax ou telex, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis. O quorum de instalação da reunião é a maioria dos membros em exercício.

Parágrafo Único - As deliberações da Diretoria serão tomadas pelo voto favorável da maioria dos Diretores presentes à reunião, cabendo ao Diretor-Presidente, além do voto comum, o de desempate.

Artigo 23.º- Compete à Diretoria:

(a) Propor ao Conselho de Administração as diretrizes fundamentais de administração da Companhia, a serem por este examinadas e aprovadas;

(b) Administrar a Companhia e tomar as providências adequadas à fiel execução das deliberações da Assembléia Geral e do Conselho de Administração, regulamentando-as, quando couber, mediante a expedição de normas, instruções gerais ou específicas e resoluções;

(c) Autorizar a criação e extinção de cargos, obedecido o Plano de Cargos e Salários da Companhia;

(d) Delegar poderes a Diretores e Chefes para autorização de despesas, estabelecendo limites e condições;

(e) Propor ao Conselho de Administração a aquisição de bens imóveis por parte da Companhia, quando o valor da operação for superior a R$ 500.000,00 (quinhentos mil reais);

(f) Convocar a Assembléia Geral, nos casos previstos neste Estatuto;

(g) Enviar ao Conselho de Administração, dentro de 90 dias a contar do encerramento do exercício e após ouvido o Conselho Fiscal, o relatório anual, o balanço patrimonial e demais demonstrações financeiras previstas em lei;

(h) Designar representantes da Companhia nas Assembléias Gerais de subsidiárias e, quando convier, das demais sociedades das quais a Companhia participa como simples acionista ou quotista;

(i) Encaminhar à Comissão de Valores Mobiliários, quando for o caso, a exposição justificativa de que trata o parágrafo 4º do art. 202 da Lei nº 6.404/76;

(j) Propor ao Conselho de Administração a realização de operações de captação de recursos, mediante a emissão de Notas Promissórias e Recibos de Depósito, observadas as normas específicas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM);

(k) Recomendar ao Conselho de Administração a aquisição de ações da Companhia, para manutenção em tesouraria ou para cancelamento, nas condições estabelecidas pela CVM;

(l) Aumentar o valor de quaisquer dos itens do programa anual de investimentos, em até 5% (cinco por cento) do total aprovado pelo Conselho de Administração, inclusive facultando-se o remanejamento entre itens, desde que não se altere a estrutura original do referido programa de investimentos; e

(m) Exercer outras atribuições que lhe forem cometidas pelo Conselho de Administração ou pela Assembléia Geral.

Artigo 24.º- Compete ao Diretor-Presidente:

I. Executar e fazer cumprir as deliberações da Assembléia Geral, do Conselho de Administração e da Diretoria;

II. Representar a Companhia em juízo ou fora dele, perante as empresas subsidiárias ou associadas, os acionistas, os poderes constituídos e o público em geral, podendo delegar tais poderes a qualquer Diretor ou empregado da COSERN;

III. Aprovar as alterações da estrutura organizacional da Companhia, até o nível de Departamento, ou equivalente;

IV. Convocar e presidir as reuniões da Diretoria;

V. Identificar e propor novas oportunidades de negócios para a Cosern;

VI. Estabelecer e administrar os planos estratégicos dos sistemas de informação da empresa;

VII. Conduzir as relações institucionais da COSERN com o Poder Concedente e com os Orgãos e Empresas do Setor Elétrico Nacional, participando dos foros importantes de discussão setorial;

VIII. Coordenar os contatos da Empresa com os Poderes Públicos constituídos;

IX. Supervisionar as atividades da Companhia no que diz respeito aos seus aspectos jurídicos e legais;

X. Fazer publicar o relatório anual da Companhia;

XI. Suspender qualquer decisão da Diretoria, quando considerá-la contrária à Lei, ao Estatuto ou inconveniente aos interesses sociais, submetendo o assunto à deliberação do Conselho de Administração e sugerir o seu encaminhamento à Assembléia Geral, se for o caso;

XII. Coordenar as atividades executivas dos demais membros da Diretoria; e

XIII. Delegar autoridade aos Diretores para decidirem dentro de suas áreas, sem necessidade de consultas, até o limite que fixar.

Artigo 25.º- No caso de licença ou afastamento, o Diretor-Presidente será substituído pelo Diretor Vice-Presidente. Na ausência, também, do Diretor Vice-Presidente, serão o Diretor-Presidente e o Diretor Vice-Presidente substituídos por outros diretores indicados pela Diretoria.

Artigo 26.º- Para os fins previstos no artigo anterior, a ausência do Diretor-Presidente deverá ser por ele comunicada oficialmente ao seu substituto, ou reconhecida pela Diretoria, em reunião formal.

Artigo 27.º- Compete a cada um dos demais Diretores as seguintes atribuições:

I – Diretor de Economia, Finanças e de Relações com Investidores

(a) Conseguir, nos mercados financeiros, nacionais e internacionais, os recursos econômicos necessários para financiar as atividades da Empresa, nas melhores condições de custo e risco;

(b) Elaborar os orçamentos anuais de custeio e de investimentos, e acompanhar a realização dos mesmos;

(c) Administrar a Gestão de Riscos da Empresa, implementando a política de seguros que otimize o binômio segurança-custo;

(d) Prestar informações à Comissão de Valores Mobiliários, aos investidores e aos acionistas, mantendo o registro da Companhia atualizado e atentando para as disposições legais vigentes no que concerne ao relacionamento com o mercado;

(e) Registrar todos os movimentos econômicos da empresa de forma a cumprir as exigências legais e as necessidades de gestão da organização.

II - Diretor de Recursos Humanos e Serviços Gerais:

(a) Canalizar as relações da Empresa com os empregados através de seus representantes legais, negociar os correspondentes acordos coletivos e demais aspectos das relações de trabalho, seguir a correta interpretação e aplicação do acordado e negociado;

(b) Administrar o pagamento dos salários, outras remunerações, previdência social, impostos relacionados, e em geral, todos aqueles que fazem parte dos "gastos de pessoal";

(c) Definir as políticas salariais, de formação, de seleção e de promoção dos empregados, desenvolver as normas e procedimentos correspondentes, dar instruções para sua aplicação;

(d) Planejar e implantar os procedimentos de gestão das atividades de risco e de atuação em caso de acidentes e incidentes, promovendo a cultura de prevenção e utilização das normas de segurança;

(e) Cumprir as exigências legais quanto a medicina do trabalho, e gerenciar os planos de saúde dos empregados e seus dependentes, com a melhor qualidade, dentro de limites de custo aceitáveis;

(f) Estabelecer as políticas e planos de desenvolvimento profissional dos empregados da Empresa;

(g) Estabelecer e executar os planos de segurança física patrimonial que garantam a segurança dos trabalhadores e das instalações, frente a possíveis atos ilegais praticados por terceiros;

(h) Assegurar a guarda da documentação da Empresa, definindo os meios de conservação (originais, microfilmes), garantindo a rápida localização e disponibilidade aos usuários;

(i) Administrar a contratação, compras e a distribuição dos materiais da empresa;

III – Diretor de Gestão de Ativos:

(a) Planejar, orçar e controlar a execução de todos os investimentos em instalações;

(b) Realizar a operação das instalações de geração e das redes de transmissão e distribuição em todos os níveis de tensão diretamente, desde os centros de controle;

(c) Realizar com critérios de máxima rentabilidade, todas as normas e padrões técnicos relativos a equipamentos, materiais e instalações em geral, para serem aplicadas tanto pelas equipes de trabalho próprias como pelas de fornecedores externos;

(d) Realizar a engenharia básica das instalações, padronizando projetos, desenvolvendo a engenharia do detalhe, contratando a execução das subestações e linhas de alta tensão e dando apoio necessário para realizar a engenharia de construção das demais instalações, a nível descentralizado;

(e) Supervisionar a precisão das medições do sistema elétrico, estabelecendo critérios de verificação e de inspeção, assim como de renovação dos equipamentos e realizar diretamente a instalação e verificação de medidores especiais;

(f) Supervisionar as perdas na rede, tanto nas fases de planejamento e operação, como de medições, promovendo continuamente as ações necessárias para a sua redução, sempre com critérios de máxima rentabilidade;

(g) Definir, supervisionar e informar aos órgãos pertinentes, os aspectos relacionados com a qualidade do fornecimento, agregando informações pertinentes a outros órgãos que as necessitem, e promovendo as ações necessárias para conseguir os níveis definidos como aceitáveis;

(h) Definir e supervisionar os níveis de telecomunicações da Empresa e de automação de sua rede, aprovando as estratégias necessárias para suportar os serviços previstos, executando os empreendimentos previstos nos planos e orçamentos de investimentos e realizando a manutenção de suas redes;

IV – Diretor Comercial:

(a) Negociar com os distintos geradores e agentes do mercado de energia elétrica as compras de energia necessárias para satisfazer as demandas dos clientes, nas melhores condições de preço e qualidade;
(b) Defender os interesses da COSERN nas negociações que se estabeleçam com os organismos reguladores para fixar a estrutura e o valor das tarifas a serem pagas pelos clientes regulamentados;

(c) Definir e desenvolver, através dos serviços de apoio do Grupo , o marketing comercial da COSERN, segmentando o mercado de clientes, definindo os objetivos comerciais, as ações e recursos precisos para alcançá-los, realizando as ações que por sua natureza sejam centralizadas, controlando as descentralizadas;

(d) Liderar o desenvolvimento e implantação de novos produtos e serviços que satisfaçam de forma rentável as necessidades e expectativas dos clientes;

(e) Realizar as previsões de demanda que sejam precisas para o planejamento das ações comerciais, para a compra de energia, para estimar resultados e para proteger a rede;

(f) Estabelecer, implantar e realizar o acompanhamento das políticas, critérios e procedimentos comerciais que maximizem a eficiência dos processos comerciais (contratação, leitura, faturamento, cobrança), dando aos clientes um tratamento correto e homogêneo;

(g) Executar as atividades comerciais ligados ao gerenciamento dos contratos dos processos comerciais de leitura, faturamento e arrecadação das unidades consumidoras;

V – Diretor de Coordenação Territorial:

(a) Realizar a operação local da rede de baixa e média tensão;

(b) Manter a rede de baixa e média tensão, observando os critérios, métodos e programas definidos pela Diretoria de Gestão de Ativos;

(c) Executar as obras de expansão e melhoramento na rede de baixa e média tensão, observando os programas de investimento aprovados de acordo com os padrões técnicos aplicáveis;

(d) Realizar as tarefas de inspeção visando a detecção de fraudes, conforme critérios definidos pela Diretoria Comercial - CO;

(e) Executar as atividades de leitura, faturamento e arrecadação das unidades consumidoras;

(f) Atender os clientes, diretamente ou através de agentes credenciados, observando a regulamentação do Poder Concedente.

Parágrafo Único – Compete a todos os diretores individualmente, independentemente de sua denominação:

I. representar a Companhia nos casos de delegação específica do Diretor-Presidente;

II. dirigir, supervisionar, com responsabilidade, as atividades abrangidas pela área que for definida como de sua competência, pelo Conselho de Administração, no âmbito da atuação da Companhia;

III. delegar poderes a empregados da Companhia, em subordinação vertical, no que concerne a atos administrativos na área de sua competência;

IV. tornar efetivo, no que lhe corresponde, o cumprimento das deliberações da Diretoria, do Conselho de Administração e da Assembléia Geral;

V. substituir o Diretor-Presidente nas hipóteses previstas neste Estatuto; e

VI. exercer outras atribuições que lhe forem conferidas pelo Conselho de Administração.

Artigo 28.º- Os seguintes atos necessitam da assinatura do Diretor-Presidente ou de dois outros Diretores, em conjunto: (i) constituição de procuradores " ad negotia" ou "ad judicia", (ii) indicação de prepostos em nome da Companhia.

Artigo 29.º- A Companhia se obriga perante terceiros por atos praticados (i) pelo seu Diretor-Presidente, (ii) por dois outros Diretores, em conjunto, ou (iii) por um Diretor e por um procurador, constituído nos termos do artigo 28.

Parágrafo Único - Os contratos, acordos, convênios, ou quaisquer atos que gerem obrigações para a Companhia no valor de até R$ 250.000,00 (duzentos e cinquenta mil reais) deverão ser assinados pelo (i) Diretor-Presidente, ou (ii) por dois outros Diretores, em conjunto, ou (iii) por um Diretor e um procurador, em conjunto. Caso o valor exceda o limite acima indicado, então, os respectivos atos deverão ser assinados pelo (i) Diretor-Presidente, em conjunto com um outro Diretor, ou (ii) pelo Diretor-Presidente, em conjunto com um procurador.

CAPÍTULO V - DO CONSELHO FISCAL

Artigo 30.º- O Conselho Fiscal funcionará nos exercícios sociais em que for instalado a pedido de acionistas.

Parágrafo Único - O Conselho Fiscal será composto de 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, eleitos pela Assembléia Geral.

Artigo 31.º- Ao Conselho Fiscal compete exercer as atribuições previstas na legislação em vigor.

CAPÍTULO VI - DO EXERCÍCIO SOCIAL, DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS, DAS RESERVAS, DOS DIVIDENDOS E DA PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS

Artigo 32.º- No encerramento de cada exercício social, que coincidirá com o ano civil, serão elaboradas, com a observância das disposições legais, as seguintes demonstrações financeiras:

(a) balanço patrimonial;

(b) demonstrativo das mutações do patrimônio líquido;

(c) demonstração do resultado do exercício;

(d) demonstração das origens e aplicações de recursos.

Artigo 33.º- O exercício social coincidirá com o ano civil, terminando, portanto, em 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as demonstrações financeiras, sendo levantados balanços semestrais em 30 de junho de cada ano.

Artigo 34.º- Depois de constituída a reserva legal, a destinação da parcela remanescente do lucro líquido apurado ao fim de cada exercício, que coincidirá com o ano civil, será, por proposta da Administração, submetida à deliberação da Assembléia Geral.

Parágrafo 1º - A Companhia poderá levantar balanços intercalares e, com base neles, distribuir dividendos, desde que o total dos dividendos pagos com base nesses balanços não exceda o montante das reservas de capital de que trata o § 1º do art. 182 da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo 2º - O valor dos juros, pago ou creditado, a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do parágrafo 7º do Artigo 9º da Lei 9.249, de 26.12.1995 e legislação e regulamentação pertinentes, poderá ser imputado ao dividendo obrigatório e ao dividendo anual mínimo para as ações preferenciais, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais.

Parágrafo 3º - Apurado o resultado do exercício social, observadas as disposições legais, serão feitas as seguintes deduções e destinações:

(a) de uma parcela destinada aos empregados da Companhia, a título de participação nos lucros, no montante de até 2% (dois por cento) do lucro realizado no ano, apurado antes da dedução de impostos, do resultado não operacional, do resultado financeiro, da depreciação e da amortização, que será distribuída segundo critérios a serem fixados pela Diretoria;

(b) de outra parcela destinada aos Administradores, dentro do limite legal e somente pertinente ao exercício social em relação ao qual for atribuído aos acionistas o dividendo mínimo previsto em Lei.

Artigo 35.º- Pelo menos 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado na forma da lei, será destinado ao pagamento de dividendos.

Artigo 36.º- O dividendo previsto no artigo anterior não será obrigatório no exercício social em que a Diretoria - dando prévio conhecimento ao Conselho de Administração - informar à Assembléia Geral Ordinária, com parecer do Conselho Fiscal, ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia, observadas as disposições do parágrafo 4º do Art. 202 da Lei nº 6.404/76.

Artigo 37.º- Os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contado nos termos do art. 287 da Lei nº 6.404/76, reverterão em benefício da Companhia.

CAPÍTULO VII - DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Artigo 38.º- O capital dos acionistas, enquanto aplicado em obras em andamento, vencerá os juros que a lei fixar, os quais terão o destino indicado na legislação especial relativa aos serviços de energia elétrica.

Artigo 39.º- Os casos omissos no presente Estatuto serão resolvidos com base na legislação vigente.

III – Escritura de Emissão de Debêntures

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ESCRITURA PARTICULAR DA 2ª EMISSÃO PÚBLICA DE DEBÊNTURES NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, EM SÉRIE ÚNICA, DA ESPÉCIE COM GARANTIA REAL, DA COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE

Pelo presente instrumento particular, as partes abaixo qualificadas,

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE, sociedade por ações com sede na Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, na Rua Mermoz, 150, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda ("CNPJ/MF") sob o nº 08.324.196/0001-81, inscrita sob NIRE nº 24300000502, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social e doravante denominada simplesmente "Emissora"; e

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A., sociedade com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Av. Paulista, nº 2439, 11º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 00.806.535/0001-54, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social, nomeada nesta Escritura e nela interveniente de acordo com o disposto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, alterada pela Lei nº 10.303, de 31 de outubro de 2001, para representar, perante a Emissora, a comunhão dos interesses dos debenturistas da presente emissão e doravante denominada simplesmente "Agente Fiduciário";

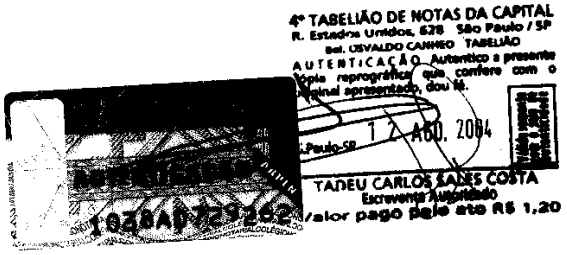
vêm celebrar a presente "Escritura Particular da 2ª Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações, em Série Única, da Espécie com Garantia Real, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte", doravante designada simplesmente "Escritura", mediante as seguintes cláusulas, condições e características:

1. DA AUTORIZAÇÃO

1.1 A presente Escritura é celebrada com base em deliberação da Assembléia Geral Extraordinária em reunião realizada em 5 de maio de 2004, nos termos do artigo 59 da Lei nº 6.404/76, com redação conferida pela Lei nº 10.303/01.

2. DOS REQUISITOS

2.1 A emissão de debêntures será feita com observância dos seguintes requisitos:



2.1.1 Arquivamento e Publicação da Ata da Assembléia Geral Extraordinária

2.1.1.1 A ata da Assembléia Geral Extraordinária que deliberou sobre a presente emissão de debêntures ("Emissão") foi devidamente arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte sob o nº 2410313171 e publicada no Diário Oficial do Rio Grande do Norte e no jornal "Valor Econômico" em 13 de maio de 2004, de acordo com o disposto no artigo 62, I, da Lei nº 6.404/76, com a redação dada pela Lei nº 10.303/01.

2.1.2 Inscrição da Escritura

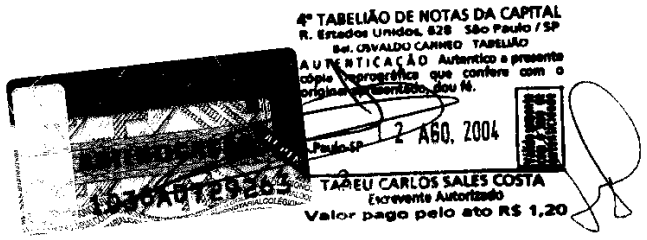
2.1.2.1 A presente Escritura será inscrita na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte, de acordo com o disposto no artigo 62, II, da Lei nº 6.404/76, com redação dada pela Lei nº 10.303/01.

2.1.3 Registro na Comissão de Valores Mobiliários - CVM

2.1.3.1 A Emissão será registrada na Comissão de Valores Mobiliários - CVM, na forma da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, da Lei nº 6.404/76, alterada pela Lei nº 10.303/01 e pela Lei nº 9.457, de 5 de maio de 1997, e de acordo com a Instrução nº 400, de 29 de dezembro de 2003, da CVM, e com as demais disposições legais e regulamentares pertinentes.

2.1.4 Registro em Sistema de Liquidação e Custódia

2.1.4.1 As debêntures da presente Emissão ("Debêntures") deverão ser registradas (i) para colocação no mercado primário no Sistema de Distribuição de Títulos – SDT, administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro – ANDIMA e operacionalizado pela CETIP - Câmara de Custódia e Liquidação; e (ii) para negociação no mercado secundário (a) no Sistema Nacional de Debêntures – SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP, e (b) no Bovespa Fix, mercado de negociação da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA que tem por agente de custódia e de liquidação a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia – CBLC.



2.1.5 Registro na Associação Nacional de Bancos de Investimento – ("ANBID")

2.1.5.1 A Emissão deverá ser estruturada e registrada de acordo com o Código de Auto-Regulação da ANBID para as Operações de Colocação e Distribuição Pública de Títulos e Valores Mobiliários no Brasil.

2.1.6 Aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

2.1.6.1 A Emissão e a constituição da garantia real prevista na presente Escritura foram aprovadas pela ANEEL, nos termos do Ofício nº 1014/2004-SFF/ANEEL, de 23 de junho de 2004 e da legislação em vigor.

3. DAS CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

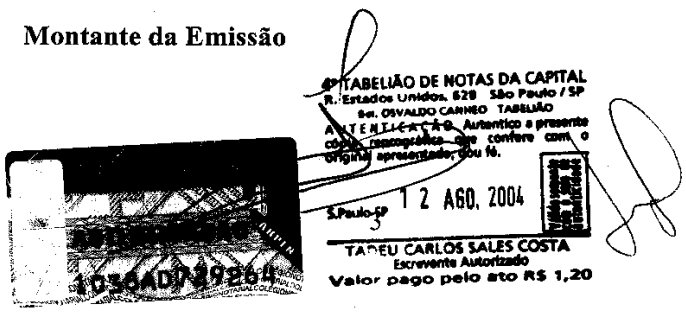
3.1 Objeto Social da Emissora

3.1.1 A Emissora tem como objeto estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo.

3.2 Número da Emissão

3.2.1 Esta é a 2ª (segunda) emissão pública de debêntures da Emissora.

3.3 Montante da Emissão



3.3.1 O montante da Emissão é de R$120.000.000,00 (cento e vinte milhões de reais), em série única, na Data de Emissão, conforme definido abaixo.

3.4 Destinação dos Recursos

3.4.1 Os recursos obtidos através da presente Emissão serão destinados (i) à amortização de créditos obtidos junto às instituições financeiras intermediárias da Emissão, de forma a alongar o perfil da dívida de curto prazo da Emissora, e (ii) à realização de investimentos pela Emissora na concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte.

3.5 Forma e Procedimento de Colocação

3.5.1 As Debêntures serão objeto de distribuição pública, com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, através do SDT, administrado pela ANDIMA, com tratamento justo e eqüitativo para todos os investidores, sem recebimento de reservas antecipadas.

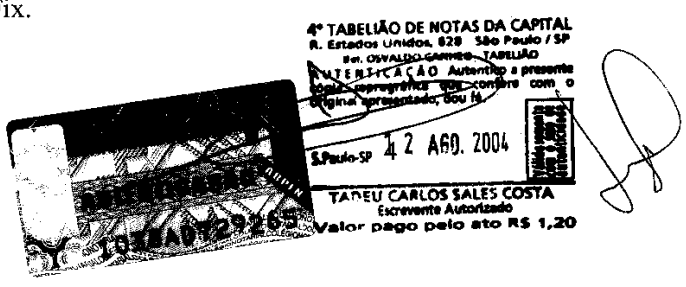
3.5.2 A colocação das Debêntures somente terá início após: (a) a obtenção do registro da Emissão na CVM; (b) a publicação do Anúncio de Início de Distribuição, que deverá ocorrer em até 90 (noventa) dias contados da data de concessão do referido registro pela CVM; e (c) a disponibilidade do prospecto definitivo para os investidores. A colocação das Debêntures deverá ser efetuada até o período máximo de 6 (seis) meses, a contar da data da publicação do Anúncio de Início de Distribuição.

3.6 Negociação

3.6.1 As Debêntures serão registradas para negociação (i) no SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e (ii) no Bovespa Fix, que tem por agente de custódia e de liquidação a CBLC.

3.7 Banco Mandatário

3.7.1 O Banco Bradesco S.A. será o Banco Mandatário da Emissora junto ao SND e BovespaFix.



3.9 Instituição Depositária

3.9.1 O Banco Bradesco S.A. será a Instituição Depositária das Debêntures desta Emissão.

3.10 Banco Escriturador

3.10.1 O Banco Bradesco S.A. será o Banco Escriturador das Debêntures desta Emissão.

4. DAS CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES

4.1 Características Básicas

4.1.1 *Valor Total da Emissão*

4.1.1.1 O valor total da Emissão será de R$120.000.000,00 (cento e vinte milhões de reais), na Data de Emissão conforme definido abaixo.

4.1.2 *Valor Nominal Unitário*

4.1.2.1 O valor nominal unitário das Debêntures, na Data de Emissão, será de R$100.000,00 (cem mil reais).

4.1.3 *Número de Séries*

4.1.3.1 A Emissão será em série única.

4.1.4 *Quantidade de Debêntures*

4.1.4.1 Serão emitidas 1.200 (mil e duzentas) Debêntures.

4.1.5 *Data de Emissão*

4.1.5.1 Para todos os efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será 1º de junho de 2004 ("Data de Emissão").

4º TABELIÃO DE NOTAS DA CAPITAL
R. Estados Unidos, 628 São Paulo / SP
Bel. OSVALDO CARMO TABELIÃO
AUTENTICAÇÃO Autentico a presente cópia reprográfica que confere com o original apresentado, dou fé.
12 AGO. 2004
TADEU CARLOS SALES COSTA
Escrevente Autorizado
Valor pago pelo ato R$ 1,20

4.1.6 *Prazo e Data de Vencimento*

4.1.6.1 O prazo das Debêntures será de 4 (quatro) anos, contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 1° de junho de 2008 ("Data de Vencimento"), ocasião em que a Emissora se obriga a proceder ao pagamento das Debêntures que ainda estejam em circulação pelo seu valor nominal acrescido da respectiva remuneração, calculada conforme o item 4.3 abaixo.

4.1.7 *Forma e Emissão de Certificados de Debêntures*

4.1.7.1 As Debêntures serão emitidas na forma nominativa-escritural, não havendo emissão de certificados de debêntures.

4.1.7.2 Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato da respectiva conta de depósito das Debêntures, aberta em nome de cada debenturista, emitido pela Instituição Depositária.

4.1.7.3 Adicionalmente, serão expedidos (i) pelo SND, o "Relatório de Posição de Ativos", acompanhado de extrato, em nome do debenturista, emitido pela instituição financeira responsável pela custódia das Debêntures, quando depositadas no SND; e/ou (ii) pela CBLC, o extrato de custódia em nome do debenturista, quando as Debêntures forem depositadas na CBLC.

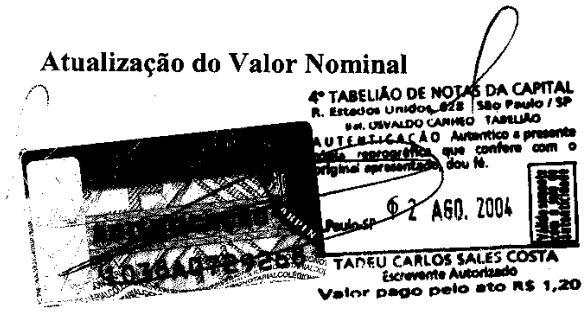
4.1.8 *Conversibilidade*

4.1.8.1 As Debêntures serão simples, ou seja, não conversíveis em ações da Emissora.

4.1.9 *Espécie*

4.1.9.1 As Debêntures serão da espécie com garantia real, nos termos do artigo 58 da Lei n° 6.404/76.

4.2 Atualização do Valor Nominal



4.2.1 Não haverá atualização do valor nominal das Debêntures.

4.3 Remuneração

4.3.1 *Juros Remuneratórios*

4.3.1.1 As Debêntures renderão juros correspondentes à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, Extra-Grupo ("Taxas DI"), expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinqüenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas pela CETIP, capitalizada de um *spread* ou sobretaxa de 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinqüenta e dois) dias úteis, incidentes sobre o valor nominal da Debênture, *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização, conforme definido abaixo ("Juros Remuneratórios").

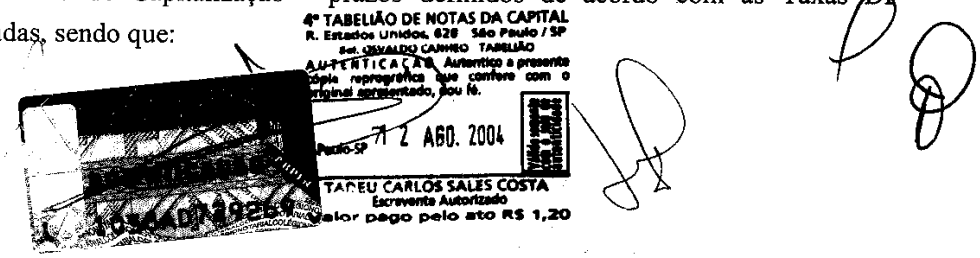
4.3.1.2 Os Juros Remuneratórios serão pagos trimestralmente, a partir da Data de Emissão até a Data de Vencimento das Debêntures, observados os itens 5.1 e 4.4 abaixo, exceto se de outra forma estiver expressamente previsto na presente Escritura.

4.3.1.2.1 Define-se:

i) "Período de Vigência de Juros": espaço de tempo que se inicia na Data de Emissão e se encerra na Data de Vencimento ou, se for o caso, na Data de Repactuação, conforme abaixo definida;

ii) "Período de Capitalização": intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data prevista para o pagamento dos Juros Remuneratórios imediatamente anterior, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data prevista do pagamento de Juros Remuneratórios correspondentes ao período. Cada Período de Capitalização sucede o anterior sem solução de continuidade. Os Juros Remuneratórios correspondentes aos Períodos de Capitalização serão devidos trimestralmente, sendo o primeiro vencimento em 1° de setembro de 2004 e o último em 1° de junho de 2008;

iii) Subperíodo de Capitalização - prazos definidos de acordo com as Taxas DI apuradas, sendo que:



a) o primeiro Subperíodo de Capitalização inicia-se na Data de Emissão e termina no prazo definido pela Taxa DI apurada naquela data;

b) os Subperíodos de Capitalização seguintes são definidos apurando-se a Taxa DI no vencimento do subperíodo anterior, entendendo-se como o novo subperíodo em vigor o prazo desta taxa, sendo que o último Subperíodo de Capitalização terá seu vencimento na mesma data de vencimento do Período de Capitalização; e

c) as taxas dos subperíodos são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis* por dias úteis para a Taxa DI e para o *spread*, se necessário, até a data do efetivo pagamento dos Juros Remuneratórios, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização.

4.3.1.3 Os Juros Remuneratórios deverão ser calculados de acordo com a seguinte fórmula:

$$J = VNe \times (FatorJuros - 1), \text{ onde:}$$

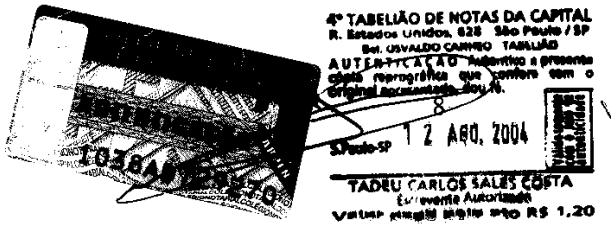
"J" corresponde ao valor unitário dos juros flutuantes, acrescido de "spread", acumulado no período, calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento.

"VNe" corresponde ao valor nominal de emissão da Debênture no início do Período de Capitalização, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento.

"Fator Juros" corresponde ao fator de juros composto pelo parâmetro de flutuação acrescido de *spread*, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$FatorJuros = (FatorDI \times FatorSpread), \text{ onde:}$$

"Fator DI" corresponde ao produtório das Taxas DI com uso de percentual aplicado, da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:



$$\text{Fator DI} = \prod_{k=1}^{nDI}\left(1 + TDI_k \times \frac{p}{100}\right), \text{ onde}$$

"nDI" corresponde ao número total de Taxas DI consideradas na atualização do ativo, sendo "n" um número inteiro.

"p" corresponde ao percentual aplicado sobre a Taxa DI, informado com 2 (duas) casas decimais, igual a 100,00.

"TDI_k" corresponde à Taxa DI, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, da seguinte forma:

$$TDI_k = \left(\frac{DI_k}{100} + 1\right)^{\frac{1}{252}} - 1, \text{ onde:}$$

"DI_k" corresponde à Taxa DI divulgada pela CETIP, válida por 1 (um) dia útil (*overnight*), utilizada com 2 (duas) casas decimais.

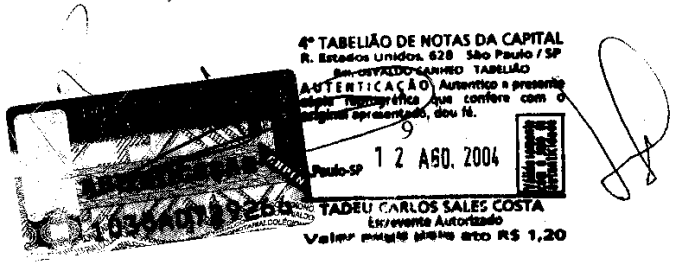
"Fator Spread" corresponde à sobretaxa de juros fixo acrescida ao rendimento de uma Debênture referenciada em taxas flutuantes, quando não fizer uso de percentual aplicado, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento.

$$\text{FatorSpread} = \left\{\left[\left(\frac{\text{spread}}{100} + 1\right)^{\frac{n}{252}}\right]^{\frac{DP}{DT}}\right\}, \text{ onde}$$

"spread" corresponde ao *spread* ou sobretaxa, na forma percentual ao ano, informado com 4 (quatro) casas decimais, equivalente à 2,5000;

"n" corresponde ao o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;

"DT" corresponde ao o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo "DT" um número inteiro;



"DP" corresponde ao número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

4.3.1.4 Para efeito dos cálculos previstos no item anterior:

i) o fator resultante da expressão $\left(1 + \text{TDI}_k \times \frac{p}{100}\right)$ é considerado com 16 (dezesseis) casas decimais, sem arredondamento;

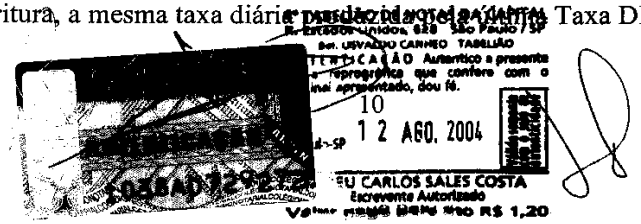
ii) efetua-se o produtório dos fatores diários $\left(1 + \text{TDI}_k \times \frac{p}{100}\right)$, sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado; e

iii) uma vez os fatores diários estando acumulados, considera-se o fator resultante "Fator DI" com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento.

4.3.1.5 A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pelo órgão responsável pelo seu cálculo.

4.3.1.6 No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do Fator Multiplicador e *spread*, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da Emissora, quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI relativa à data de encerramento do último Subperíodo de Capitalização.

4.3.1.7 Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o Agente Fiduciário deverá convocar, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a contar da data em que foi verificada a ausência de apuração e/ou divulgação, extinção ou de impossibilidade legal de aplicação da Taxa DI, assembléia geral de debenturistas para definir, de comum acordo com a Emissora, o parâmetro a ser aplicado. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas na presente Escritura, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida na data de



encerramento do último Subperíodo de Capitalização, acrescida do *spread*, até a data da deliberação da assembléia geral de debenturistas. Caso não haja, entre a Emissora e os debenturistas representando, no mínimo, 85% (oitenta e cinco por cento) do total das Debêntures em circulação (ainda que em decorrência da falta de quorum para deliberar sobre a matéria), acordo sobre o novo parâmetro de remuneração, a Emissora deverá resgatar a totalidade das Debêntures em circulação, no prazo de até dez (10) dias contados da data de realização da referida assembléia geral de debenturistas, pelo saldo do valor nominal acrescido dos Juros Remuneratórios devidos, calculados *pro rata temporis*, desde a data do último pagamento de Juros Remuneratórios até o dia do efetivo resgate das Debêntures. A Taxa DI que deverá ser utilizada para o resgate das Debêntures será a última divulgada antes de sua extinção ou impedimento legal de utilização.

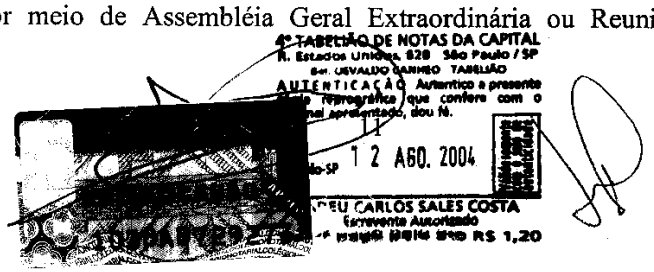
4.4 Repactuação

4.4.1 Para fins do presente item, fica desde já definido o dia 1º de junho de 2006 como a Data de Repactuação.

4.4.2 Caso a Emissora não obtenha, em até 30 (trinta) dias antes da Data de Repactuação, crédito de valor igual ou superior a R$60.000.000,00 (sessenta milhões de reais) junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, através do Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, a Emissora deverá encaminhar carta assinada por seus representantes legais ao Agente Fiduciário informando o referido fato, bem como observar o disposto nos itens 4.4.3, 4.4.4 e 4.4.5 abaixo.

4.4.2.1. Na hipótese de a Emissora ter obtido o referido crédito no prazo acima, fica desde já determinado que não haverá repactuação, permanecendo vigentes os termos e condições das Debêntures, conforme estabelecido nesta Escritura. A Emissora deverá comunicar imediatamente o Agente Fiduciário, encaminhando cópia autenticada do respectivo contrato e de extrato bancário da conta corrente em que forem depositados os respectivos recursos, bem como deverá publicar "Aviso aos Debenturistas" informando a obtenção do crédito, no dia útil imediatamente posterior a sua obtenção e na forma do item 4.9.1 abaixo. Neste caso, não será aplicável o disposto nos itens 4.4.3, 4.4.4 e 4.4.5 abaixo.

4.4.3 Até 15 (quinze) dias antes da Data de Repactuação, a Emissora deverá deliberar, por meio de Assembléia Geral Extraordinária ou Reunião do Conselho de



Administração, caso sejam delegados poderes a este, sobre as novas condições das Debêntures, as quais deverão ser imediata e amplamente divulgadas na forma do item 4.9 desta Escritura.

4.4.4 Caso os debenturistas não concordem com as novas condições das Debêntures ou caso tais condições não sejam divulgadas pela Emissora em consonância com o item 4.9 abaixo, deverão, em até 5 (cinco) dias anteriores à Data de Repactuação, manifestar, através da Instituição Depositária, no SND e/ou BovespaFix, ou na sede da Emissora, no caso de Debêntures que não estejam depositadas no SND ou Bovespafix, sua opção de exercer o direito de venda de suas Debêntures para a Emissora, sem prejuízo do disposto no item 5.4 abaixo.

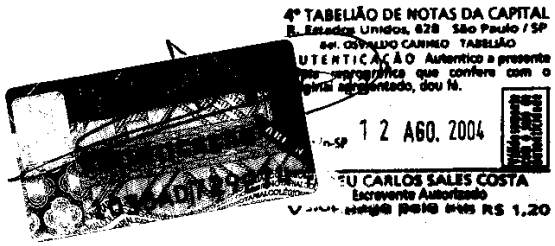
4.4.5 A Emissora se obriga a adquirir, na Data de Repactuação, a totalidade das Debêntures cujos titulares não aceitem as novas condições das mesmas. As Debêntures serão adquiridas pelo seu valor nominal, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a Data de Repactuação.

4.4.5.1 As Debêntures adquiridas pela Emissora da forma prevista no item anterior poderão ser (i) canceladas; (ii) mantidas em tesouraria; ou (ii) recolocadas no mercado.

4.5 Garantia Real da Emissão

4.5.1 As Debêntures da presente emissão são garantidas por penhor de direitos creditórios de titularidade da Emissora, presentes e futuros, bem como seus respectivos títulos, quando existentes, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os consumidores da Emissora ou detidos contra instituições financeiras e agentes arrecadadores dos pagamentos das contas de fornecimento de energia elétrica, nos termos do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças", celebrado entre a Emissora, o Agente Fiduciário, Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e o Banco do Brasil S.A. em 4 de agosto de 2004, que integra a presente Escritura como seu Anexo I.

4.5.2 A presente Emissão atende aos limites previstos no artigo 60 da Lei nº 6.404/76.



4.6 **Subscrição**

4.6.1 *Prazo de Subscrição*

4.6.1.1 As Debêntures poderão ser subscritas a qualquer tempo, dentro do prazo de distribuição pública, conforme o item 3.5.2 acima.

4.6.2 *Preço de Subscrição*

4.6.2.1 O preço de subscrição das Debêntures será o seu valor nominal unitário, acrescido dos Juros Remuneratórios definidos no item 4.3.1 acima, calculados *pro rata temporis,* desde a Data de Emissão até a data da efetiva subscrição.

4.6.3 *Integralização*

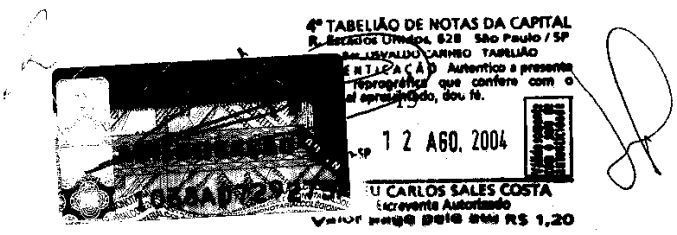
4.6.3.1 As Debêntures serão integralizadas à vista, em moeda corrente nacional, no ato de subscrição.

4.7 Amortização Programada

4.7.1 O valor nominal das Debêntures será amortizado em 11 (onze) parcelas trimestrais e consecutivas, vincendas no primeiro dia de cada trimestre, a partir do 18º (décimo oitavo) mês contado da Data de Emissão, inclusive, sendo o primeiro pagamento devido em 1º de dezembro de 2005. A amortização do valor nominal das Debêntures deverá observar o seguinte:

Ano a partir da data de emissão	Nº de parcelas de amortização	% do principal a ser amortizado	Valor a ser amortizado (R$ mil)
2º	3	17%	R$20.400,00
3º	4	33%	R$39.600,00
4º	4	50%	R$60.000,00

4.7.2 As datas de pagamento das parcelas referentes à amortização das Debêntures encontram-se discriminadas na tabela abaixo:



Nº da parcela de amortização	Data de pagamento	% do principal a ser amortizado
1ª	1.12.05	5,66%
2ª	1.3.06	5,67%
3ª	1.6.06	5,67%
4ª	1.9.06	8,25%
5ª	1.12.06	8,25%
6ª	1.3.07	8,25%
7ª	1.6.07	8,25%
8ª	1.9.07	12,5%
9ª	1.12.07	12,5%
10ª	1.3.08	12,5%
11ª	1.6.08	12,5%

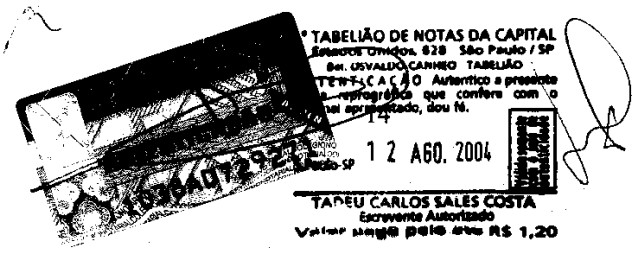
4.8 Condições de Pagamento

4.8.1 *Local de Pagamento*

4.8.1.1 Os pagamentos a que fazem jus as Debêntures serão efetuados: (i) utilizando-se os procedimentos adotados pelo SND, para as Debêntures registradas para negociação neste sistema; (ii) em conformidade com os procedimentos adotados pela CBLC, para as Debêntures registradas no BovespaFix; ou (iii), na hipótese de os debenturistas não estarem vinculados ao SND ou ao BovespaFix, (a) na sede da Emissora; ou, conforme o caso, (b) na sede do Banco Mandatário, situada na Cidade de Deus, s/nº, Vila Yara, Prédio Amarelo, 2º andar, Osasco (Departamento de Ações e Custódia).

4.8.2 *Prorrogação dos Prazos*

4.8.2.1 Considerar-se-ão automaticamente prorrogadas as datas de pagamento de qualquer obrigação por quaisquer das partes, até o primeiro dia útil subseqüente, se a data de vencimento da respectiva obrigação coincidir com dia em que não houver expediente comercial ou bancário na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo, ou na Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, sem qualquer acréscimo aos valores a serem pagos, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados através da CETIP, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com sábado, domingo ou feriado nacional.



4.8.3 *Encargos Moratórios*

4.8.3.1 Ocorrendo impontualidade no pagamento de quaisquer obrigações pecuniárias relativas às Debêntures, os débitos vencidos e não pagos serão acrescidos de juros de mora de 2% (dois por cento) ao mês, calculado *pro rata temporis*, desde a data de inadimplemento até a data do efetivo pagamento, bem como de multa não compensatória de 2% (dois por cento) sobre o valor devido, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial.

4.8.4 *Poder Liberatório*

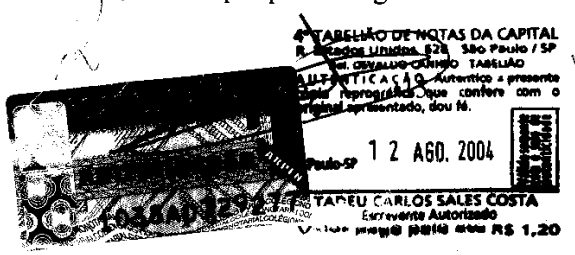
4.8.4.1 Na hipótese de não pagamento pela Emissora, nas datas previstas nesta Escritura, de qualquer valor devido com relação à presente Emissão, os debenturistas poderão, a seu exclusivo critério, utilizar as respectivas Debêntures para pagamento de contas de fornecimento de energia elétrica, acrescidas dos encargos de mora quando aplicável, faturadas pela Emissora ("Contas de Fornecimento") contra os mesmos, se for o caso, mediante dação em pagamento ("Poder Liberatório").

4.8.4.2 Para exercer o Poder Liberatório, o debenturista deverá encaminhar ao Banco Mandatário: (i) documento de identificação, (ii) Contas de Fornecimento e (iii) solicitação da efetivação da dação em pagamento, indicando quantas Debêntures serão objeto da mesma.

4.8.4.3 O Banco Mandatário, por sua vez, terá o prazo de 5 (cinco) dias úteis, contados da solicitação do debenturista, para (i) identificá-lo junto ao Banco Depositário, (ii) verificar e apurar o valor das Debêntures a serem oferecidas como dação em pagamento, (iii) verificar a existência de qualquer atraso no pagamento das Debêntures; (iv) apurar o valor das Contas de Fornecimento e (iv) cancelar as Debêntures objeto do exercício do Poder Liberatório.

4.8.4.3.1 Uma vez canceladas as Debêntures objeto do exercício do Poder Liberatório, o Banco Mandatário dará ao debenturista quitação automática pelo pagamento da respectiva Conta de Fornecimento.

4.8.4.3.2 O Banco Mandatário deverá encaminhar a documentação referida no item anterior à Emissora, com cópia para o Agente Fiduciário. A Emissora terá o prazo de 3



(três) dias úteis, a contar da data de recebimento da documentação, para manifestar qualquer irregularidade quanto ao processo de quitação das Contas de Fornecimento utilizadas no exercício do Poder Liberatório.

4.8.4.4 O valor das Debêntures para as finalidades aqui previstas será o seu valor nominal unitário, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a data do efetivo pagamento das Contas de Fornecimento, acrescido dos encargos moratórios previstos no item 4.8.3 acima.

4.8.5 *Não Comparecimento dos Debenturistas*

4.8.5.1 O não comparecimento do debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da Emissora nas datas previstas nesta Escritura, no prospecto desta Emissão ou em comunicado publicado pela Emissora, se for o caso, não lhe dará direito ao recebimento de remuneração e/ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, sendo-lhe, todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

4.9 Comunicações

4.9.1 *Publicação na Imprensa*

4.9.1.1 Todos os anúncios, avisos e demais atos e decisões decorrentes desta Emissão que, de qualquer forma, envolvam os interesses dos debenturistas, serão publicados no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e no jornal "Valor Econômico", edição nacional, conforme estabelecido no artigo 289 da Lei nº 6.404/76, observados os prazos legais, devendo a Emissora comunicar ao Agente Fiduciário e às instituições financeiras intermediárias da Emissão qualquer publicação na data da sua realização.

4.9.2 *Comunicações*

4.9.2.1 As comunicações a serem enviadas por qualquer das partes nos termos desta Escritura deverão ser encaminhadas para os seguintes endereços:

i) para a Emissora:

Companhia Energética do Rio Grande do Norte
Rua da Candelária, nº 65 – 16º andar
Rio de Janeiro – RJ
CEP: 20.091-020
At.: Sr. Erik da Costa Breyer
Diretor de Relações com Investidores
Tel.: (21) 2506-3203
Fax.: (21) 2516-9486
E-mail: ebreyer@cosern.com.br

ii) para o Agente Fiduciário:

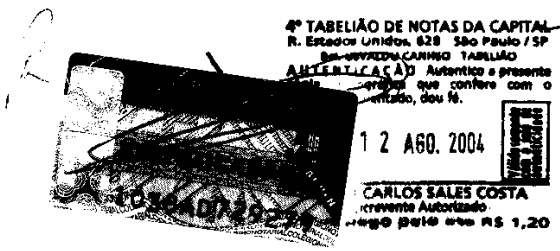
Planner Corretora de Valores S.A.
Avenida Paulista, 2.439, 11º andar
São Paulo - SP
CEP: 03531-000
At.: Sr. Artur Martins de Figueiredo
Telefone: (11) 3061-9444 – ramal 467
Fax: (11) 3060-9575
E-mail: afigueiredo@plannercorretora.com.br

iii) para as Instituições Mandatária e Depositária das Debêntures:

Banco Bradesco S.A.
Cidade de Deus, s/nº, Vila Yara, Prédio Amarelo, 2º andar
Osasco - SP
06029-900
Departamento de Ações e Custódia
Telefone: (11) 3684-4522
Fax: (11) 3684-5645

iv) para o Banco Escriturador das Debêntures:

Banco Bradesco S.A.
Cidade de Deus, s/nº, Vila Yara, Prédio Amarelo, 2º andar



Osasco - SP
06029-900
Departamento de Ações e Custódia
Gerência Comercial – Escrituração de Ativos
Telefone: (11) 3684-3749
Fax: (11) 3684-2714

v) para a CETIP:

Câmara de Custódia e Liquidação – CETIP
Av. República do Chile, 230, 11° andar
Rio de Janeiro - RJ
CEP 20031-170
Telefone: (21) 2276-7474
Fax: (21) 2252-4308/2262-5481

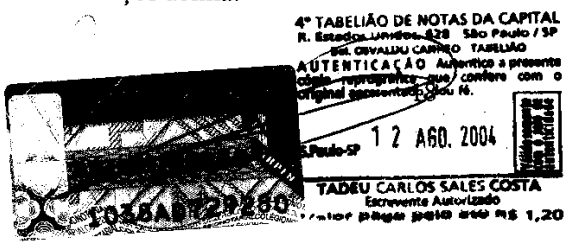
ou

Rua Líbero Badaró, 425, 24° andar
São Paulo – SP
CEP: 01009-000
Telefone: (11) 3111-1411
Fax: (11) 3115-1664

vi) para a CBLC

Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia
Rua XV de Novembro, nº 275 – 6° andar
São Paulo – SP
CEP: 01013-001–
Telefone: (11) 3233-2307
Fax: (11) 3233-2306

4.9.2.2 As comunicações serão consideradas entregues quando recebidas sob protocolo ou com "aviso de recebimento" expedido pelo correio ou ainda por telegrama enviado aos endereços acima.



4.9.2.3 As comunicações feitas por fax ou correio eletrônico serão consideradas recebidas na data de seu envio, desde que seu recebimento seja confirmado através de indicativo (recibo emitido pela máquina utilizada pelo remetente). Os respectivos originais deverão ser encaminhados para os endereços acima em até 3 (três) dias úteis após o envio da mensagem.

4.9.2.4 A mudança de qualquer dos endereços acima deverá ser comunicada a todas as partes pelo Agente Fiduciário.

5. DA RECOMPRA, DO RESGATE E DO VENCIMENTO ANTECIPADO

5.1 Recompra Obrigatória

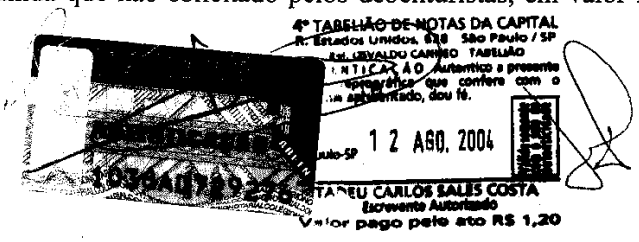
5.1.1 Na hipótese da liberação do crédito referido no item 4.4.2 acima, os debenturistas terão prazo de até 15 (quinze) dias contados da data da publicação de "Aviso aos Debenturistas" previsto no item 4.4.2.1 acima, sem prejuízo do envio da comunicação de que trata o referido item ao Agente Fiduciário, para solicitar a recompra de suas Debêntures pela Emissora, mediante envio de comunicação à Instituição Depositária, com cópia para a CETIP e/ou CBLC, o Agente Fiduciário e a Emissora.

5.1.2 As Debêntures cujos titulares tenham solicitado a recompra na forma do item anterior serão obrigatoriamente recompradas em valor correspondente a no mínimo 60% (sessenta por cento) do valor total do crédito liberado pelo BNDES, valor este que deverá ser distribuído proporcionalmente entre os debenturistas que tenham solicitado a recompra.

5.1.2.1 Adicionalmente, somente será recomprado na forma do item 5.1.1 no máximo 50% (cinquenta por cento) das Debêntures detidas por cada debenturista que tenha solicitado a recompra.

5.2 Recompra Facultativa

5.2.1 Não obstante o disposto no item 5.1 acima, será estendido à Emissora, em caso de liberação do crédito referido no item 4.4.2 acima, o direito de recomprar as Debêntures, ainda que não solicitado pelos debenturistas, em valor limitado a no mínimo



60% (sessenta por cento) do crédito liberado pelo BNDES, valor este que deverá ser distribuído proporcionalmente entre os debenturistas. Adicionalmente, não poderá ser recomprada quantidade de Debêntures superior a 50% (cinquenta por cento) da quantidade de Debêntures detida por cada debenturista.

5.2.2 Na hipótese prevista no item 5.2.1 acima, não será devido pela Emissora qualquer prêmio pela recompra das Debêntures.

5.2.3 A Emissora terá o prazo de até 16 (dezesseis) dias da data da publicação de que trata o item 4.4.2.1 acima para publicar "Aviso aos Debenturistas", na forma do item 4.9.1 acima, comunicando o exercício do direito de recompra e a forma de pagamento, que deverá ocorrer, no máximo, em até 14 (quatorze) dias da data da publicação do referido "Aviso aos Debenturistas"

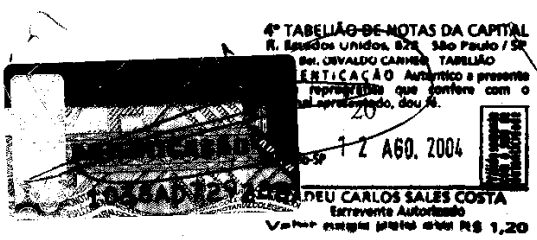
5.2.4 Para fins do disposto neste item 5.2, o valor das Debêntures a serem recompradas deverá ser calculado com base no respectivo valor nominal, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a data do efetivo pagamento da recompra.

5.2.5 As Debêntures recompradas pela Emissora da forma prevista nos itens anteriores poderão ser (i) canceladas; (ii) mantidas em tesouraria; ou (ii) recolocadas no mercado.

5.3 Resgate Antecipado Facultativo

5.3.1 A partir do 12º (décimo segundo) mês a contar da Data de Emissão, inclusive, e a cada trimestre encerrado subseqüente, a Emissora poderá resgatar antecipadamente as Debêntures em circulação, mediante deliberação da Assembléia Geral Extraordinária da Emissora e publicação de "Aviso aos Debenturistas", na forma do item 4.9.1 acima, informando a data e o procedimento de resgate.

5.3.2 O resgate antecipado poderá ser total ou parcial, pelo valor nominal unitário da Debênture, na Data de Emissão, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a data do pagamento das Debêntures resgatadas, e de prêmio equivalente a 0,5% (cinco décimos por cento) sobre o saldo a ser resgatado.



5.3.3 Na hipótese de deliberação de resgate antecipado parcial, adotar-se-á o critério de sorteio, a ser realizado na presença do Agente Fiduciário e com divulgação pela imprensa, de acordo com o disposto no item 4.9.1 acima, inclusive no que concerne às regras do sorteio.

5.3.4 As Debêntures resgatadas nos termos aqui previstos deverão ser canceladas pela Emissora.

5.4 Vencimento Antecipado

5.4.1 O Agente Fiduciário, independentemente de aviso, interpelação ou notificação extrajudicial, deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações constantes desta Escritura e exigir imediatamente da Emissora o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas, em qualquer das seguintes hipóteses:

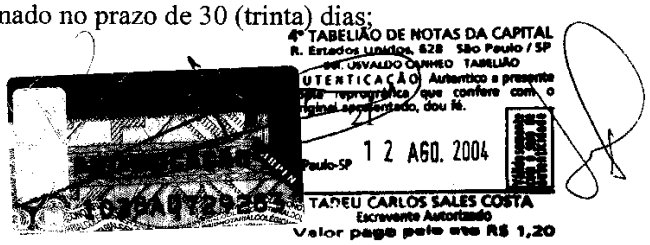
i) liquidação ou decretação de falência da Emissora e/ou de seus controladores, diretos ou indiretos;

ii) não pagamento do principal, da remuneração ou de quaisquer outros valores devidos aos debenturistas nas datas previstas nesta Escritura;

iii) protesto legítimo de títulos contra a Emissora cujo valor agregado não pago ultrapasse R$10.000.000,00 (dez milhões de reais), salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiros, desde que validamente comprovado pela Emissora, se for cancelado ou ainda se forem prestadas garantias em juízo, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 30 (trinta) dias corridos de sua ocorrência;

iv) vencimento antecipado de qualquer obrigação da Emissora de valor igual ou superior a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou o equivalente em outras moedas;

v) inadimplemento de qualquer obrigação da Emissora de valor igual ou superior a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou o equivalente em outras moedas, desde que não sanado no prazo de 30 (trinta) dias;



vi) falta de cumprimento pela Emissora de toda e qualquer obrigação prevista nesta Escritura, desde que não sanado em 15 (quinze) dias da sua ocorrência;

vii) perda pela Emissora, a qualquer tempo, da concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica;

viii) descumprimento pela Emissora de quaisquer obrigações sob o "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" não sanado em 5 (cinco) dias úteis da sua ocorrência; e

ix) não instalação da assembléia geral de debenturistas na forma prevista no item 5.4.2 abaixo para deliberação da declaração de vencimento antecipado das Debêntures.

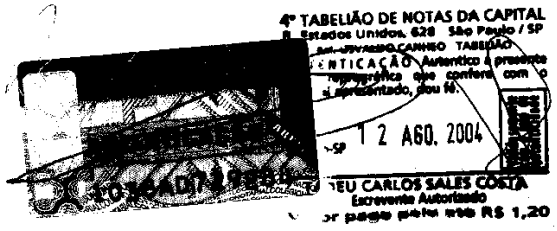
5.4.1.1 Na ocorrência das hipóteses previstas no item 5.4.1 acima, o Agente Fiduciário, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis, contados da data em que este tomar conhecimento de sua ocorrência, declarará as Debêntures vencidas antecipadamente, mediante envio de carta protocolada na sede da Emissora, com cópia para CETIP, CBLC e à Instituição Depositária.

5.4.2 O Agente Fiduciário deverá convocar imediatamente assembléia geral de debenturistas, a se realizar no prazo de 15 (quinze) dias da data de convocação, para deliberar a declaração de vencimento antecipado de todas as obrigações constantes desta Escritura e exigir da Emissora o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas, em qualquer das seguintes hipóteses:

i) caso Iberdrola S.A., Banco do Brasil S.A. e/ou PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil deixem de controlar, direta ou indiretamente, a Emissora;

ii) pedido de falência e/ou concordata preventiva formulado pela Emissora e/ou pelos seus controladores;

iii) descumprimento dos *covenants* financeiros descritos na cláusula 6 abaixo;



iv) em caso de deliberação, pela Emissora, de sua cisão, fusão ou incorporação da Emissora, observando-se o artigo 231 da Lei nº 6.404/76;

v) não comunicação ao Agente Fiduciário ou não publicação de "Aviso aos Debenturistas" informando a liberação do crédito referido no item 4.4.2 acima dentro dos prazos previstos nesta Escritura;

vi) não deliberação ou divulgação das condições de repactuação das Debêntures nas datas e condições previstas nesta Escritura;

vii) mudança adversa no estado econômico-financeiro da Emissora ou nas perspectivas de negócio da Emissora que prejudique a capacidade de pagamento das obrigações assumidas nesta Escritura;

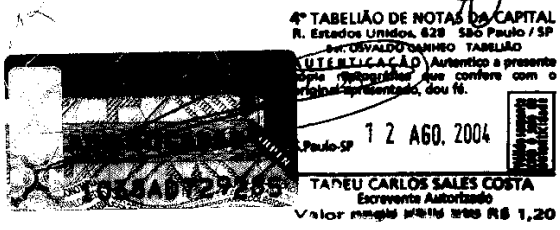
viii) alteração do objeto social da Emissora;

ix) ocorrência de pagamento de dividendos, ressalvado o disposto no artigo 202 da Lei nº 6.404/76, ou, por qualquer forma, distribuição de todo ou parte de seu resultado, mesmo para pagamento de debêntures com participação nos lucros, se estiver em mora em relação ao pagamento de quaisquer valores devidos aos debenturistas, relativos às Debêntures objeto desta Emissão, cessando tal proibição tão logo seja purgada a mora;

x) praticar quaisquer atos em desacordo com seu Estatuto Social e esta Escritura, bem como aqueles que possam, direta ou indiretamente, comprometer o pontual e integral cumprimento das obrigações assumidas nesta Escritura;

xi) rescisão, anulação ou declaração de nulidade, no todo ou em parte, do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças", ou decisão judicial ou administrativa que de qualquer forma possa afetar a execução das garantias previstas no referido instrumento; e

xii) demais hipóteses previstas em lei.



5.4.2.1 Na ocorrência de qualquer das hipóteses previstas acima, as Debêntures serão declaradas antecipadamente vencidas, exceto se diversamente deliberado por 85% (oitenta e cinco por cento) dos debenturistas cujas Debêntures estejam em circulação, conforme definido na cláusula 9 abaixo. Uma vez declaradas vencidas as Debêntures, o Agente Fiduciário deverá enviar carta protocolada na sede da Emissora, com cópia para CETIP, CBLC e à Instituição Depositária, comunicando o fato.

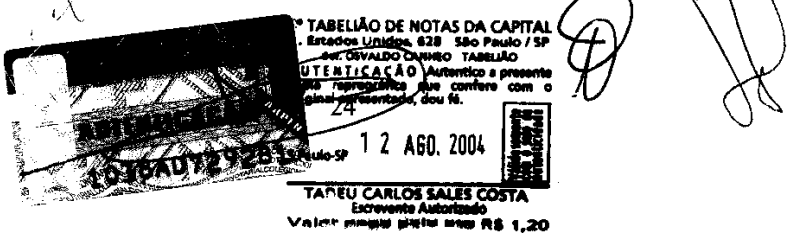
5.4.3 Declarado o vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora deverá efetuar o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas em até 30 (trinta) dias corridos, contados do protocolo da carta mencionada nos itens 5.4.1.1 ou 5.4.2.1 acima.

5.4.4 Caso a Emissora não proceda ao pagamento das Debêntures na forma estipulada no item 5.4.3 acima, além dos Juros Remuneratórios devidos, serão acrescidos ao valor nominal das Debêntures os encargos moratórios previstos no item 4.8.3 acima, incidentes desde a data de vencimento antecipado das Debêntures até a data de seu efetivo pagamento.

6. DOS *COVENANTS* FINANCEIROS

6.1 Sem prejuízo do disposto na cláusula 5 acima e nos termos do item 5.4.2 (iii) acima, o Agente Fiduciário deverá convocar imediatamente assembléia geral de debenturistas para deliberar a declaração de vencimento antecipado de todas as obrigações constantes desta Escritura e exigir da Emissora o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas, na hipótese de a Emissora não observar os seguintes *covenants* financeiros:

i) manutenção, até a final liquidação de todas as obrigações contidas nesta Escritura, da seguinte razão entre "Dívida Líquida" e "EBITDA":



DÍVIDA LÍQUIDA / EBITDA	
Ano	**Múltiplo**
2004	≤3,5x
2005 em diante	≤3,0x

ii) manutenção, até a final liquidação de todas as obrigações contidas nesta Escritura, da razão entre "EBITDA" e "Resultado Financeiro" maior ou igual a 2,5 (dois inteiros e cinco décimos), considerado em termos absolutos (em módulo) na hipótese de o "Resultado Financeiro" ser negativo. Na hipótese de o "Resultado Financeiro" ser positivo, o referido compromisso financeiro considerar-se-á atendido.

6.1.1 Para fins do disposto no item 6.1 acima, entende-se como:

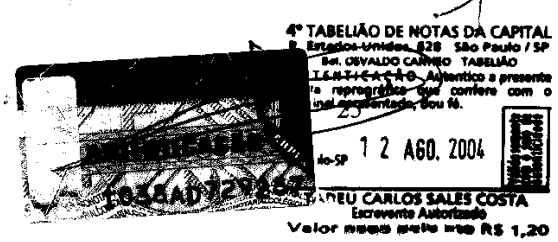
i) "Dívida Líquida", o endividamento oneroso total menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras;

ii) "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação ao longo dos últimos 12 (doze) meses ao qual deverá ser adicionado, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, a parcela da amortização da recomposição tarifária do racionamento; e

iii) "Resultado Financeiro", a diferença entre Receitas Financeiras e Despesas Financeiras ao longo dos últimos 12 (doze) meses, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio.

6.2 Todas as menções à Emissora nessa cláusula referem-se às suas demonstrações financeiras consolidadas. Se alguma empresa passar a ser controlada pela Emissora, essa também será parte do conceito de consolidação e obrigação aqui disposto.

6.3 A Emissora deverá encaminhar ao Agente Fiduciário, na data de divulgação de suas demonstrações financeiras trimestrais, demonstrativos comprobatórios do enquadramento aos *covenants* financeiros previstos nesta cláusula referentes ao período dos 12 (doze) meses anteriores à data do demonstrativo.



7. DAS OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA EMISSORA

7.1 A Emissora adicionalmente se obriga a:

i) fornecer ao Agente Fiduciário os seguintes documentos e informações:

a) dentro de, no máximo, 60 (sessenta) dias após o término do primeiro semestre de cada exercício social, cópia de suas demonstrações financeiras relativas ao respectivo semestre social elaboradas conforme exigido pela legislação aplicável, acompanhada (1) de parecer dos auditores independentes e (2) declaração do Diretor de Relações com Investidores da Emissora de que está em dia no cumprimento de todas as suas obrigações previstas nesta Escritura;

b) dentro de, no máximo, 90 (noventa) dias após o término de cada exercício social, (1) cópia de suas demonstrações financeiras completas relativas ao respectivo exercício social encerrado, acompanhadas de parecer dos auditores independentes, (2) declaração do Diretor de Relações com Investidores de que está em dia no cumprimento de todas as suas obrigações previstas nesta Escritura; bem como (3) cópia de qualquer comunicação escrita feita pelos auditores independentes à Emissora e respectivas respostas, com exceção dos "relatórios de controles internos", com referência ao sistema de contabilidade, gestão ou contas da Emissora;

c) dentro de 15 (quinze) dias, qualquer informação que razoavelmente lhe venha a ser solicitada, permitindo que o Agente Fiduciário (ou o auditor independente por este contratado), através de seus representantes legalmente constituídos e previamente indicados, tenha acesso aos seus livros e registros contábeis;

d) as informações pertinentes à Instrução nº 202, de 6 de dezembro de 1993, e Instrução nº 207, de 1º de fevereiro de 2004, ambas da CVM, fornecidas com a mesma periodicidade do envio dessas informações à CVM;

e) com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis, notificação da convocação de qualquer Assembléia Geral e, prontamente, fornecer cópias de todas as

atas de todas as Assembléias Gerais, bem como a data e ordem do dia da Assembléia a se realizar e de todas as reuniões do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, desde que este último delibere sobre os assuntos que lhe competem por lei;

f) na mesma data de suas publicações, os atos e decisões referidos no item 4.9.1.1 acima;

g) imediatamente, qualquer informação relevante para a presente Emissão que lhe venha a ser solicitada; e

h) informações a respeito de qualquer dos eventos indicados no item 5.4 acima imediatamente após a sua ocorrência;

ii) proceder à adequada publicidade dos dados econômico-financeiros, nos termos exigidos pela Lei nº 6.404/76, promovendo a publicação das suas demonstrações financeiras, nos termos exigidos pela legislação em vigor;

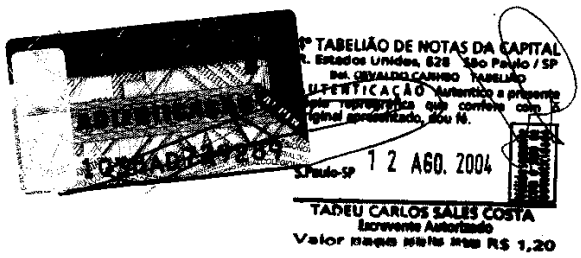
iii) manter a sua contabilidade atualizada e efetuar os respectivos registros de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil;

iv) convocar assembléia geral de debenturistas para deliberar sobre qualquer das matérias que direta ou indiretamente se relacione com a presente Emissão, nos termos da cláusula 9 desta Escritura, caso o Agente Fiduciário não o faça;

v) cumprir todas as determinações da CVM, com o envio de documentos e prestando, ainda, as informações que lhe forem solicitadas;

vi) submeter, na forma da lei, suas contas e balanços a exame por empresa de auditoria independente registrada na CVM;

vii) manter sempre atualizado o registro de companhia aberta na CVM e fornecer aos seus acionistas e debenturistas as demonstrações financeiras elaboradas e aprovadas, previstas no artigo 176 e 279 da Lei nº 6.404/76, quando solicitado;



viii) manter em adequado funcionamento órgão para atender, de forma eficiente, aos debenturistas, ou contratar instituições financeiras autorizadas para a prestação desse serviço;

ix) não realizar operações fora de seu objeto social, observadas as disposições estatutárias, legais e regulamentares em vigor;

x) notificar o Agente Fiduciário sobre qualquer ato ou fato que possa causar interrupção ou suspensão das atividades da Emissora;

xi) manter seus bens adequadamente segurados, conforme práticas correntes, se for o caso;

xii) cumprir, em todos os aspectos, todas as leis, regras, regulamentos e ordens aplicáveis em qualquer jurisdição na qual realizar negócios ou possua ativos; e

xiii) submeter, anualmente, a presente Emissão à revisão e avaliação pela agência classificadora de risco contratada, disponibilizando ao Agente Fiduciário cópia dos relatórios que vierem a ser emitidos, no prazo de até 5 (cinco) dias úteis contados da data de seu recebimento.

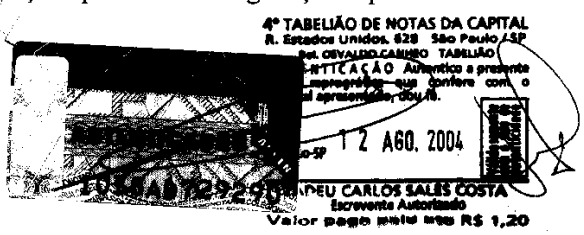
8. DO AGENTE FIDUCIÁRIO

8.1 A Emissora constitui e nomeia Planner Corretora de Valores S.A., acima qualificada, como Agente Fiduciário desta Emissão, que expressamente aceita a nomeação para, nos termos da legislação e da presente Escritura, representar a comunhão de titulares das Debêntures perante a Emissora.

8.2 O Agente Fiduciário declara:

i) não ter qualquer impedimento legal, sob as penas da lei, conforme artigo 66, § 3º, da Lei nº 6.404/76, e o artigo 10 da Instrução nº 28, de 23 de novembro de 1983, da CVM, para exercer a função que lhe é conferida;

ii) aceitar a função que lhe é conferida, assumindo integralmente os deveres e atribuições previstos na legislação específica e nesta Escritura;



iii) ter verificado, neste ato, a veracidade das informações contidas na presente Escritura;

iv) ter verificado que a constituição da garantia real atende ao limite previsto no artigo 60 da Lei nº 6.404/76;

v) aceitar integralmente a presente Escritura e todas as suas cláusulas e condições; e

vi) ter verificado a regularidade da constituição das garantias reais prestadas aos debenturistas, bem como o valor dos bens dados em garantia, observando a manutenção de sua suficiência e exeqüibilidade.

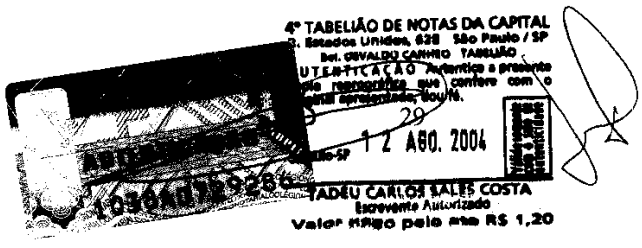
8.2.1 A Emissora, por sua vez, declara não ter qualquer ligação com o Agente Fiduciário que o impeça de exercer, plenamente, suas funções.

8.3 Nas hipóteses de ausência e impedimentos temporários, renúncia, intervenção, liquidação, falência ou qualquer outro motivo de vacância do Agente Fiduciário, será realizada, dentro do prazo máximo de 30 (trinta) dias contados do evento que a determinar, assembléia geral de debenturistas para a escolha de novo agente fiduciário, a qual poderá ser convocada pelo próprio Agente Fiduciário a ser substituído, pela Emissora, por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

8.3.1 Na hipótese da convocação não ocorrer até 8 (oito) dias antes do término do prazo referido no item 8.3 acima, caberá à Emissora efetuá-la.

8.3.2 A CVM poderá nomear substituto provisório para o Agente Fiduciário na hipótese de vacância.

8.3.3 Na hipótese de o Agente Fiduciário não poder continuar a exercer as suas funções por circunstâncias supervenientes a esta Escritura, deverá comunicar imediatamente o fato aos debenturistas, solicitando sua substituição.



8.3.4 É facultado aos debenturistas, após o encerramento do prazo para a distribuição das Debêntures, proceder à substituição do Agente Fiduciário e à indicação de seu eventual substituto, em assembléia especialmente convocada para esse fim.

8.3.5 A substituição do Agente Fiduciário fica sujeita à comunicação prévia à CVM e à sua manifestação acerca do atendimento aos requisitos previstos no artigo 8º da Instrução nº 28/83, da CVM, e eventuais normas posteriores.

8.3.6 A substituição, em caráter permanente, do Agente Fiduciário deverá ser objeto de aditamento à presente Escritura, que deverá ser averbado na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte, onde será inscrita a presente Escritura.

8.3.7 O Agente Fiduciário entrará no exercício de suas funções a partir da data de celebração da presente Escritura ou de eventual aditamento relativo à sua substituição, devendo permanecer no exercício de suas funções até a sua efetiva substituição ou cumprimento de todas suas obrigações sob esta Escritura e a legislação em vigor.

8.3.8 Aplicam-se às hipóteses de substituição do Agente Fiduciário as normas e preceitos da CVM.

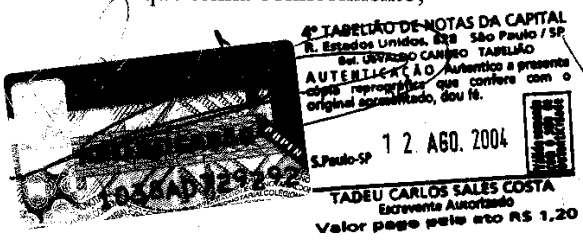
8.4 Além de outros previstos em lei ou em ato normativo da CVM, constituem deveres e atribuições do Agente Fiduciário:

i) proteger os direitos e interesses dos debenturistas, aplicando no exercício da função o cuidado e a diligência que todo homem ativo e probo costuma empregar na administração de seus próprios bens;

ii) renunciar à função na hipótese de superveniência de conflitos de interesse ou de qualquer outra modalidade de inaptidão;

iii) conservar em boa guarda toda a escrituração, correspondência e demais papéis relacionados com o exercício de suas funções;

iv) verificar, no momento de aceitar a função, a veracidade das informações contidas nesta Escritura, diligenciando no sentido de que sejam sanadas as omissões, falhas ou defeitos de que tenha conhecimento;



v) promover, nos competentes órgãos, caso a Emissora não o faça, a inscrição desta Escritura e respectivos aditamentos, sanando as lacunas e irregularidades porventura neles existentes. Neste caso, o oficial do registro notificará a administração da Emissora para que esta lhe forneça as indicações e documentos necessários;

vi) acompanhar a observância da periodicidade na prestação das informações obrigatórias, alertando os debenturistas acerca de eventuais omissões ou inverdades constantes de tais informações;

vii) emitir parecer sobre a suficiência das informações constantes das eventuais propostas de modificações nas condições das Debêntures;

viii) solicitar, quando julgar necessário para o fiel cumprimento de suas funções, certidões atualizadas dos distribuidores cíveis, das varas da Fazenda Pública, cartórios de protesto, varas trabalhistas e procuradoria da Fazenda Pública da localidade da sede da Emissora;

ix) solicitar, quando considerar necessário, auditoria extraordinária na Emissora;

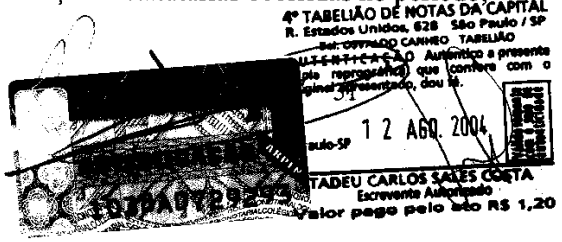
x) convocar, quando necessário, assembléia geral de debenturistas, mediante anúncio publicado, pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações;

xi) comparecer à assembléia geral de debenturistas a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas;

xii) elaborar relatório destinado aos debenturistas, nos termos do artigo 68, § 1°, b, da Lei n.° 6.404/76, o qual deverá conter, ao menos, as seguintes informações:

a) eventual omissão ou inverdade de que tenha conhecimento, contida nas informações divulgadas pela Emissora, ou, ainda, o inadimplemento ou atraso na obrigatória prestação de informações pela Emissora;

b) alterações estatutárias ocorridas no período;



c) comentários sobre as demonstrações financeiras da Emissora enfocando os indicadores econômicos, financeiros e a estrutura de capital da Emissora;

d) posição da distribuição ou colocação das Debêntures no mercado;

e) resgate e pagamento de juros das Debêntures realizado no período, bem como aquisições e vendas de Debêntures efetuadas pela Emissora;

f) acompanhamento da destinação dos recursos captados através da Emissão, de acordo com os dados obtidos junto aos administradores da Emissora;

g) relação dos bens e valores entregues à sua administração;

h) cumprimento de outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura;

i) declaração sobre sua aptidão para continuar exercendo a função de Agente Fiduciário;

xiii) colocar o relatório de que trata o item 8.4 (xii) acima à disposição dos debenturistas no prazo máximo de 4 (quatro) meses, a contar do encerramento do exercício social da Emissora, ao menos nos seguintes locais:

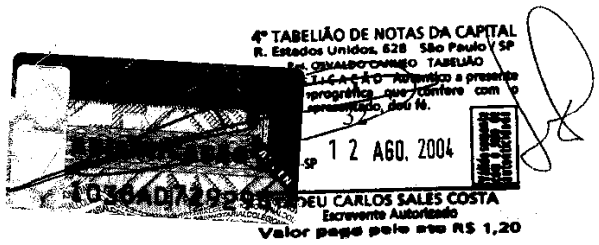
a) na sede da Emissora;

b) no seu escritório ou em local indicado pelo Agente Fiduciário;

c) na CVM; e

d) na instituição que liderou a colocação das Debêntures;

xiv) publicar, nos órgãos da imprensa em que a Emissora deva efetuar suas publicações, anúncio comunicando aos debenturistas que o relatório se encontra à sua disposição nos locais indicados no item 8.4 (xiii) acima;



xv) manter atualizada a relação dos debenturistas e seus endereços, mediante, inclusive, gestões junto à Emissora;

xvi) coordenar o rateio das Debêntures a serem resgatadas antecipadamente, se for o caso;

xvii) fiscalizar o cumprimento das cláusulas constantes desta Escritura, especialmente daquelas que impõem obrigações de fazer e de não fazer;

xviii) notificar os debenturistas, se possível individualmente, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, de qualquer inadimplemento, pela Emissora, de obrigações assumidas na presente Escritura, indicando o local em que fornecerá aos interessados mais esclarecimentos. Comunicação de igual teor deve ser enviada:

a) à CVM; e

b) à CETIP e/ou CBLC.

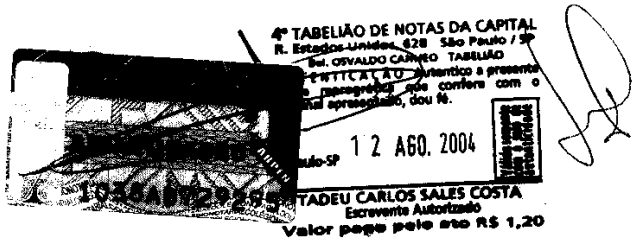
xix) verificar a observância, pela Emissora, dos limites de emissão previsto no artigo 60 da Lei nº 6.404/76, em função da garantia real oferecida.

8.5 O Agente Fiduciário usará de quaisquer procedimentos judiciais ou extrajudiciais contra a Emissora para a proteção e defesa dos interesses da comunhão dos debenturistas e da realização de seus créditos, devendo, em caso de inadimplemento da Emissora:

i) declarar, observadas as condições da presente Escritura, antecipadamente vencidas as Debêntures e cobrar seu principal e acessórios nas condições acima especificadas;

ii) executar a garantia real, aplicando o produto no pagamento, integral ou proporcional, dos debenturistas;

iii) tomar qualquer providência necessária para a realização dos créditos dos debenturistas; e



iv) representar os debenturistas em processo de falência, concordata, intervenção ou liquidação extrajudicial da Emissora.

8.6 O Agente Fiduciário somente se eximirá da responsabilidade pela não adoção das medidas contempladas nos subitens 8.5 (i) a 8.5 (iii) acima se, convocada a assembléia geral de debenturistas, esta assim o autorizar por deliberação da unanimidade das Debêntures em circulação, bastando, porém, a deliberação da maioria dos titulares das Debêntures em circulação quando tal hipótese se referir ao disposto no subitem 8.5 (iv) acima.

8.7 Será devida ao Agente Fiduciário, a título de honorários pelo desempenho dos deveres e atribuições que lhe competem, nos termos da legislação em vigor e desta Escritura, a seguinte remuneração:

i) parcelas trimestrais de R$7.500,00 (sete mil e quinhentos reais), devida a primeira parcela na data de assinatura da presente Escritura e as demais parcelas devidas trimestral e consecutivamente, nessa mesma data; e

ii) do valor da primeira parcela será deduzido o montante de R$3.000,00 (três mil reais), já pago pela Emissora a título de custo de implantação.

8.7.1 Na hipótese de ocorrer o cancelamento ou o resgate da totalidade das Debêntures em circulação, o Agente Fiduciário fará jus somente à remuneração calculada *pro rata temporis* pelo período da efetiva prestação dos serviços, devendo restituir à Emissora a diferença entre a remuneração recebida e aquela a que fez jus.

8.7.2 O pagamento da remuneração do Agente Fiduciário será feito mediante quitação de boleto bancário a ser encaminhado pelo Agente Fiduciário à Emissora nas datas aprazadas.

8.7.3 A remuneração devida ao Agente Fiduciário nos termos do item 8.7 acima será atualizada anualmente com base na variação percentual acumulada do Índice Geral de Preços de Mercado, calculado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M/FGV"), ou na sua falta, pelo mesmo índice que vier a substituí-lo.

8.7.4 A remuneração prevista no item 8.7 acima será acrescida dos seguintes tributos: Imposto sobre Serviços e Qualquer Natureza (ISS), contribuição ao Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e quaisquer outros tributos que venham a incidir sobre referida remuneração, excetuando-se o Imposto de Renda, nas alíquotas vigentes nas datas de cada pagamento, devendo o Agente Fiduciário discriminar os tributos e respectivos valores, por ocasião da apresentação da faturas de cobrança.

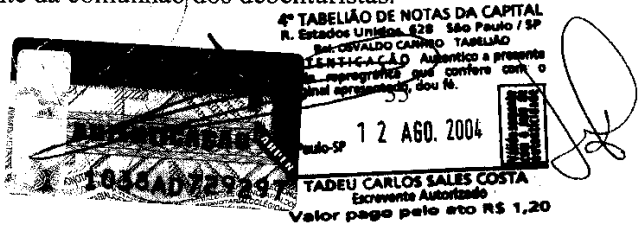
8.7.5 Fica estabelecido que, na hipótese de vir a ocorrer a substituição do Agente Fiduciário, o substituído deverá repassar a parcela proporcional da remuneração inicialmente recebida sem a contrapartida do serviço prestado, calculada *pro rata temporis*, desde a data de pagamento da remuneração até a data da efetiva substituição, ao agente fiduciário substituto, como forma de remuneração dos serviços a serem por ele prestados. O agente fiduciário substituto fará jus à mesma remuneração devida ao Agente Fiduciário, calculada proporcionalmente ao tempo de prestação de serviço restante, exceto se deliberado de forma diversa pela assembléia geral de debenturistas nos termos da cláusula 9 abaixo.

8.8 A Emissora ressarcirá o Agente Fiduciário de todas as despesas em que tenha, comprovadamente, incorrido para proteger os direitos e interesses dos debenturistas ou para realizar seus créditos.

8.8.1 O ressarcimento a que se refere o item 8.8 acima será efetuado imediatamente após a realização da respectiva prestação de contas à Emissora.

8.8.2 No caso de inadimplemento da Emissora, todas as despesas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o Agente Fiduciário venha a incorrer para resguardar os interesses dos debenturistas deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos debenturistas, e posteriormente, conforme previsto em lei, ressarcidas pela Emissora.

8.8.3 Tais despesas a serem adiantadas pelos debenturistas incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos, custas e taxas judiciárias de ações propostas pelo Agente Fiduciário ou decorrentes de ações intentadas contra ele no exercício de sua função, ou ainda que lhe causem prejuízos ou riscos financeiros, enquanto representante da comunhão dos debenturistas.



8.8.4 As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos debenturistas, bem como a remuneração e as despesas reembolsáveis do Agente Fiduciário, na hipótese de a Emissora permanecer em inadimplência com relação ao pagamento destas por um período superior a 30 (trinta) dias, podendo o Agente Fiduciário solicitar garantia prévia dos debenturistas para cobertura do risco da sucumbência.

8.8.5 As despesas a que se refere o item 8.8 compreenderão, inclusive, aquelas incorridas com:

i) publicação de relatórios, avisos e notificações, conforme previsto nesta Escritura, e outras que vierem a ser exigidas por regulamentos aplicáveis;

ii) extração de certidões;

iii) locomoções entre Estados da Federação e respectivas hospedagens, quando necessárias ao desempenho das funções;

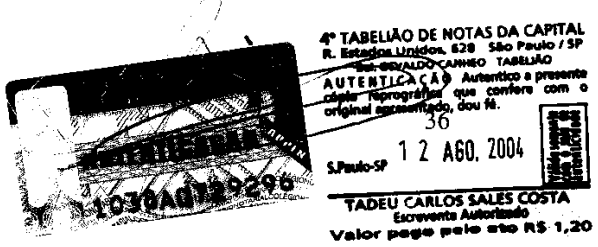
iv) eventuais levantamentos adicionais e especiais ou periciais que vierem a ser imprescindíveis, se ocorrerem omissões e/ou obscuridades nas informações pertinentes aos estritos interesses dos debenturistas.

8.8.6 O crédito do Agente Fiduciário por despesas incorridas para proteger direitos e interesses ou realizar créditos dos debenturistas que não tenha sido saldado na forma ora estabelecida será acrescido à dívida da Emissora e terá preferência sobre as Debêntures na ordem de pagamento.

9. DA ASSEMBLÉIA GERAL DE DEBENTURISTAS

9.1 Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembléia a fim de deliberar sobre matéria de interesse da comunhão dos debenturistas.

9.2 Aplica-se à assembléia de debenturistas, no que couber, além do disposto na presente Escritura, o disposto da Lei nº 6.404/76 sobre assembléia de acionistas.



9.3 A assembléia geral de debenturistas pode ser convocada (i) pelo Agente Fiduciário; (ii) pela Emissora; (iii) por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação; ou (iv) pela CVM.

9.4 A assembléia geral de debenturistas se instalará, em primeira convocação, com a presença de debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em circulação e, em segunda convocação, com qualquer número de debenturistas.

9.5 Serão excluídas do quorum de instalação e deliberação as Debêntures que se encontrarem em tesouraria da Emissora, ou de titularidade de suas coligadas ou controladas, bem como de respectivos diretores, conselheiros e acionistas controladores. Fica definido que o total de Debêntures assim calculado como sendo as Debêntures em circulação.

9.6 Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora nas assembléias dos debenturistas.

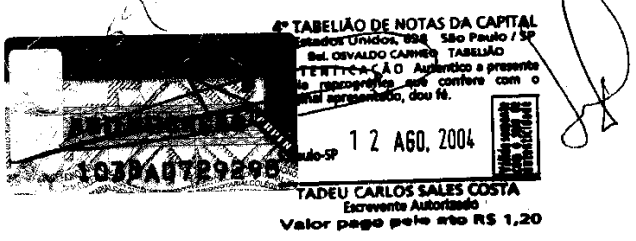
9.7 O Agente Fiduciário deverá comparecer à assembléia e prestar aos debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

9.8 A presidência da assembléia caberá ao debenturista eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM.

9.9 Nas deliberações da assembléia, a cada Debênture caberá um voto. As deliberações serão tomadas pela maioria dos presentes, exceto quando de outra forma prevista nesta Escritura e nas seguintes hipóteses:

i) alteração de prazos, do cronograma de amortização, da remuneração das Debêntures, quoruns ou da garantia prevista nesta Escritura, cuja deliberação dependerá da aprovação de 100% (cem por cento) das Debêntures em circulação; e

ii) modificação das demais condições das Debêntures, cuja deliberação dependerá da aprovação de, no mínimo, 85% (oitenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação.



10. DECLARAÇÕES E GARANTIAS DO AGENTE FIDUCIÁRIO

10.1 O Agente Fiduciário declara e garante à Emissora que:

i) está devidamente autorizado a celebrar esta Escritura e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

ii) a celebração desta Escritura e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pelo Agente Fiduciário;

iii) esta Escritura constitui uma obrigação legal, válida e vinculante do Agente Fiduciário, exeqüível de acordo com os seus termos e condições; e

iv) as pessoas que a representam na assinatura desta Escritura têm poderes bastantes para tanto.

11. DECLARAÇÕES E GARANTIAS DA EMISSORA

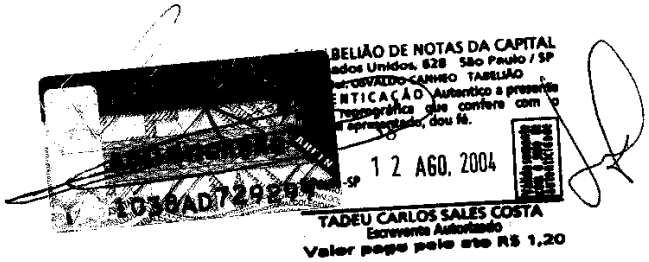
11.1 A Emissora declara e garante ao Agente Fiduciário que:

i) está devidamente autorizada a celebrar esta Escritura e a cumprir com todas as obrigações previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

ii) a celebração desta Escritura e o cumprimento das obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pela Emissora;

iii) é uma sociedade devidamente organizada, constituída e existente sob a forma de sociedade anônima de capital aberto de acordo com as leis brasileiras, bem como está devidamente autorizada a desempenhar a atividade descrita em seu objeto social;

iv) as pessoas que a representam na assinatura desta Escritura têm poderes bastantes para tanto;



v) os termos desta Escritura não contrariam qualquer ordem, decisão ou sentença administrativa ou judicial que afete a Emissora, suas controladoras, controladas ou coligadas, diretas ou indiretas, ou quaisquer de seus bens e propriedades;

vi) esta Escritura constitui uma obrigação legal, válida e vinculante da Emissora, exeqüível de acordo com os seus termos e condições;

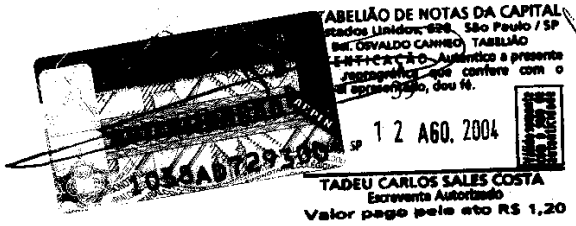
vii) os prospectos preliminar e definitivo relativos à emissão das Debêntures contêm todas as informações relevantes em relação à Emissora e seus controladores, controladas e coligadas, no contexto da presente Emissão e necessárias para que os investidores e seus consultores tenham condições de fazer uma análise correta dos ativos, passivos, das responsabilidades da Emissora, de sua condição financeira, lucros, perdas e direitos em relação às Debêntures, não contendo declarações falsas ou omissões de fatos relevantes, nas circunstâncias em que essas declarações foram dadas, sendo que tais informações não são enganosas, incorretas ou inverídicas;

viii) as opiniões e análises expressas no prospecto em relação à Emissora foram dadas honestamente, sendo expressadas após serem consideradas todas as circunstâncias relevantes e com base em suposições razoáveis;

ix) não há outros fatos em relação à Emissora, suas controladas e coligadas ou às Debêntures cuja omissão, no contexto dessa Emissão, faça com que alguma declaração do prospecto seja materialmente enganosa, incorreta ou inverídica;

x) todos os esforços foram feitos pela Emissora para assegurar-se de que as declarações, informações e fatos descritos no prospecto são verdadeiros;

xi) a celebração da Escritura de Emissão e a colocação das Debêntures não infringem qualquer disposição legal, contrato ou instrumento do qual a Emissora, controladores, controladas e/ou coligadas sejam partes ou no qual seus bens e propriedades estejam vinculados, nem irá resultar em: (i) vencimento antecipado de qualquer obrigação estabelecida em qualquer desses contratos ou instrumentos, (ii) criação de qualquer ônus sobre qualquer ativo ou bem da Emissora, controladores, controladas e/ou coligadas ou (iii) rescisão de qualquer desses contratos ou instrumentos;



xii) as demonstrações financeiras da Emissora de 31 de dezembro de 2003, 31 de dezembro de 2002 e 31 de dezembro de 2001 representam corretamente a posição financeira da Emissora, controladas e/ou coligadas em tais datas e foram devidamente elaboradas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil;

xiii) a Emissora, controladores, controladas e coligadas estão cumprindo as leis, regulamentos, normas administrativas e determinações dos órgãos governamentais, autarquias ou tribunais, aplicáveis à condução de seus negócios; e

xiv) exceto pelas contingências informadas no prospecto, não há qualquer ação judicial, procedimento administrativo ou arbitral, inquérito ou outro tipo de investigação governamental que possa vir a causar impacto adverso relevante na Emissora, controladas ou coligadas, em suas condições financeiras ou em suas atividades.

11.2 A Emissora se compromete a notificar imediatamente os debenturistas e o Agente Fiduciário caso quaisquer das declarações aqui prestadas tornem-se total ou parcialmente inverídicas, incompletas ou incorretas.

12. DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

12.1 Não se presume a renúncia a qualquer dos direitos decorrentes da presente Escritura. Desta forma, nenhum atraso, omissão ou liberalidade no exercício de qualquer direito ou faculdade que caiba aos debenturistas em razão de qualquer inadimplemento da Emissora prejudicará o exercício de tal direito ou faculdade, ou será interpretado como renúncia ao mesmo, nem constituirá novação ou precedente no tocante a qualquer outro inadimplemento ou atraso.

12.2 Caso qualquer das disposições ora aprovadas venha a ser julgada ilegal, inválida ou ineficaz, prevalecerão todas as demais disposições não afetadas por tal julgamento, comprometendo-se as partes, em boa-fé, a substituírem a disposição afetadas por outra que, na medida do possível, produza o mesmo efeito.

13. FORO

13.1 Fica eleito o Foro da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, para dirimir quaisquer dúvidas ou controvérsias oriundas desta Escritura, com renúncia a qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

E por estarem assim justas e contratadas, as partes firmam a presente Escritura, em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, na presença de 2 (duas) testemunhas.

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

Por: Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

Por: Afonso José Walker
Cargo: Superintendente Financeiro

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

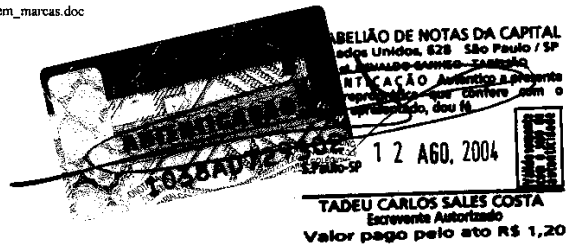
Por: Lucineia da Cunha
Cargo: Procuradora

Testemunhas:

1.
Nome:
RG.:

2.
Nome:
RG:

F:\6\01214\07503\7503ec12_CVM_final_sem_marcas.doc



ANEXO I

Este Anexo I é parte integrante da "Escritura Particular da 2ª Emissão Pública de 1.200 (mil e duzentas) Debêntures Não Conversíveis em Ações, em Série Única, da Espécie com Garantia Real, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte" celebrada entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern e Planner Corretora de Valores S.A. em 4 de agosto de 2004

INSTRUMENTO DE CONSTITUIÇÃO DE PENHOR, VINCULAÇÃO DE DIREITOS CREDITÓRIOS E OUTRAS AVENÇAS

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

Por: José Roberto Bezerra de Medeiros
Diretor Presidente

Por: Afonso José Walker
Superintendente Financeiro
Cargo:

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo:

Procuradora

Testemunhas:

1.
Nome:
RG.:

2.
Nome:
RG:

4º TABELIÃO DE NOTAS DA CAPITAL
R. Estados Unidos, 628 São Paulo / SP
Sel. OSVALDO CARNEIRO TABELIÃO
AUTENTICAÇÃO Autentico a presente
reprográfica que confere com o
final apresentado, dou fé.
São Paulo-SP 12 AGO. 2004
TADEU CARLOS SALES COSTA
Escrevente Autorizado
Valor pago pelo ato R$ 1,20

0918021 3-0804

D'KTD-RJ - 991802
Emolumento 1097.80 / Distribuidor 12.30
Mútua/ACOTERJ 6.69 / FETJ 222.02
Total Emolumentos(R$): 1338.81
PARAM Vias 13 / Nome(s) 9 / Pág(s) 144
Pron Fstr N / Averb N / Selo

MICROFILMADO

1 1 7 8 4 9
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

INSTRUMENTO DE CONSTITUIÇÃO DE PENHOR, VINCULAÇÃO DE DIREITOS CREDITÓRIOS E OUTRAS AVENÇAS

Pelo presente Instrumento de Constituição de Penhor de Direitos Creditórios e Outras Avenças, doravante denominado simplesmente "Contrato",

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN, com sede na Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, na Rua Mermoz, nº 150, Baldo, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda ("CNPJ/MF") sob nº 08.324.196/0001-81, neste ato representada na forma de seu estatuto social, na qualidade de devedora pignoratícia, doravante denominada simplesmente "Cosern";

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A., com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 2439, 11º andar, inscrita no CNPJ/MF sob nº 00.806.535/0001-54, representando a comunhão dos interesses dos titulares das debêntures (doravante designados "Debenturistas") integrantes da segunda emissão de debêntures não conversíveis em ações da Cosern, na qualidade de credores pignoratícios, doravante denominado simplesmente "Agente Fiduciário";

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Eusébio Matoso, nº 891, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 33.394/0001-40, na qualidade de sucessor de **BANCO CREDIBANCO S.A.** e líder do consórcio formado pelos Agentes Financeiros, conforme definido abaixo, neste ato representada na forma de seu estatuto social, doravante denominada simplesmente "Unibanco";

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Alameda Santos, nº 466, 4º andar, inscrita no CNPJ/MF sob nº 60.770.336/0001-65, neste ato representada na forma de seu estatuto social;

BANCO ITAÚ BBA S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 3º a 8º andares, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 31.516.198/0001-94, atual denominação do **BANCO BBA CREDITANSTALT S.A.** e neste ato representada na forma de seu estatuto social;

BVA Depto Jurídico

Itaú BBA ROC Jurídico

991802 13-08-04 MICROFILMADO
2º OFÍCIO DE NOTAS 16789
RTD - NATAL/RN

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 1.000, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 60.942.638/0001-73, neste ato representada na forma de seu estatuto social;

BANCO ABC BRASIL S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 37, 14º e 15º andares, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 28.195.667/0002-97, neste ato representada na forma de seu estatuto social;

BANCO BVA S.A., instituição financeira com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Rio Branco, nº 109, 13º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 32.254.138/0001-03, neste ato representada na forma de seu estatuto social, sendo doravante Unibanco, Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco ABC Brasil S.A. e Banco BVA S.A. denominados em conjunto como "Agentes Financeiros"; e

BANCO DO BRASIL S.A., instituição financeira com sede na Cidade de Brasília, no Distrito Federal, por sua Agência Natal, situada à Avenida Rio Branco, nº 510, 3º andar, Bairro de Cidade Alta, na Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, inscrita no CNPJ/MF sob nº 00.000.000/0022-16, neste ato representada na forma de seu estatuto social, na qualidade de anuente, doravante denominada simplesmente "Banco do Brasil";

cada uma das partes também denominada individualmente "Parte" e conjuntamente "Partes" e sendo o Agente Fiduciário e os Agentes Financeiros também doravante denominados em conjunto "Credores" e isoladamente "Credor", sendo certo que o Agente Fiduciário figura nessa qualidade como representante dos interesses da comunhão de Debenturistas;

CONSIDERANDO QUE:

i) a Cosern deliberou, em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 5 de maio de 2004, a emissão de mil e duzentas (1.200) debêntures não conversíveis em ações, nominativas-escriturais, da espécie com garantia real, para subscrição pública, ("Debêntures"), cujas condições e características estão descritas na "Escritura Particular da 2ª Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações, em Série Única, da Espécie com Garantia Real, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte", ("Escritura de Debêntures"), da qual este

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

Contrato é anexo;

ii) a Cosern decidiu empenhar em favor dos Debenturistas, como condição da emissão das Debêntures e para garantir todos os pagamentos devidos sob a Escritura de Debêntures, direitos creditórios de sua titularidade oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica a seus consumidores;

iii) a Cosern e os Agentes Financeiros celebraram em 1º de junho de 2000 o "Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES/FINEM nº 61.928" cujo objeto era o repasse de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES à Cosern, no valor total de R$65.219.340,00 (sessenta e cinco milhões, duzentos e dezenove mil, trezentos e quarenta reais), destinado ao plano de investimentos em expansão, melhorias e modernização do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica na sua área de concessão ("Contrato BNDES/FINEM");

iv) para assegurar o cumprimento das obrigações assumidas perante os Agentes Financeiros no Contrato BNDES/FINEM, a Cosern concordou em vincular parte da receita proveniente da prestação de serviços de energia elétrica oferecidos aos seus usuários, mediante celebração do "Contrato de Cobrança, Depósito com Interveniência e Outras Avenças", que constitui o Anexo II do Contrato BNDES/FINEM ("Contrato de Cobrança");

v) nos termos do item 10.1 (xix) do Contrato BNDES/FINEM e do item 2.7 do Contrato de Cobrança, é vedado à Cosern constituir garantias sobre sua receita junto a credores de longo prazo sem a prévia e expressa autorização dos Agentes Financeiros e sem que mesma garantia seja prestada aos Agentes Financeiros;

vi) os Credores desejam compartilhar em condições de igualdade a garantia objeto deste Contrato e de forma proporcional às respectivas dívidas garantidas, bem como desejam excutir, judicial ou extrajudicialmente, o presente penhor em conjunto, caso seja necessário;

vii) os recursos decorrentes dos pagamentos dos direitos creditórios serão centralizados em conta corrente da Cosern no Banco do Brasil, que também será objeto de penhor; ademais, para que a garantia seja operacionalizada, o Banco do Brasil comparece a este Contrato para concordar com os procedimentos de movimentação da conta corrente empenhada; e

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira
Fone: 222-2220
Natal - RN

viii) em 23 de junho de 2004, através do Ofício nº 1014/2004 – SFF/ANEEL, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL autorizou a celebração do presente Contrato para constituição das garantias aqui previstas;

possuindo as siglas e termos definidos utilizados neste Contrato os seguintes significados:

Agente Fiduciário – Planner Corretora de Valores S.A.;

Agentes Arrecadadores – todos os agentes arrecadadores dos pagamentos dos Créditos, listados no Anexo IV ao Contrato;

Agentes Financeiros – Unibanco, Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco ABC Brasil S.A. e Banco BVA S.A.;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

Banco do Brasil – Banco do Brasil S.A.;

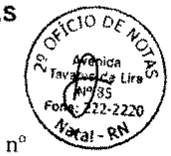
Bens Empenhados – Os bens empenhados são (i) os Créditos; (ii) todos os valores ou bens recebidos pela Cosern como forma de pagamento dos Créditos; (iii) direitos de crédito da Cosern contra as Instituições Financeiras em razão de depósitos, presentes e futuros, do pagamento das Contas de Energia nas Contas Empenhadas ou ainda em razão dos Recebimentos, sendo que o penhor ora referido recai sobre trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) do total de Depósitos e Recebimentos pelas Instituições Financeiras; (iv) os direitos de crédito da Cosern contra os Agentes Arrecadadores, em razão do recebimento por tais agentes arrecadadores do pagamento das Contas de Energia nos termos dos respectivos contratos de arrecadação; o penhor ora referido recai sobre trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) dos recebimentos pelos Agentes Arrecadadores; e (v) direito de crédito contra o Banco do Brasil, em razão de quaisquer depósitos existentes ou que venham a ser realizados na Conta Caução, a qualquer tempo durante a vigência do Contrato;

CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação;

CNPJ/MF – Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda;

MICROFILMADO

991802 13-08-04 17849 2º OFÍCIO DE NOTAS RTD - NATAL/RN



Consumidores – Consumidores da Cosern arrolados no Anexo I ao Contrato;

Conta Caução – Conta corrente de titularidade da Cosern nº 206.414-6, agência nº 0022-1 – Natal (RN), no Banco do Brasil;

Conta Compartilhada – Conta corrente nº 202.100-5, agência nº 0022-1 (Agência Natal - RN), no Banco do Brasil, de titularidade do Agente Fiduciário na qualidade de representante dos Debenturistas e também na qualidade de mandatário, com poderes gerais para administrar interesses relacionados ao disposto neste item, dentre os quais o de receber em depósito os valores aqui referidos, dos Agentes Financeiros;

Conta no Banco Mandatário – Conta corrente nº 3.456/8, agência nº 321-2 (Natal – RN), no Banco Bradesco S.A.;

Contas de Energia – Contas de fornecimento de energia faturadas pela Cosern;

Contas Empenhadas – Contas correntes indicadas no Anexo III ao Contrato ou que venham a ser abertas pela Cosern perante as Instituições Financeiras;

Conta Vinculada – Conta corrente nº 205818-9, agência 0022-1 – Agência (Natal – RN), no Banco do Brasil;

Contrato – Instrumento de Constituição de Penhor de Direitos Creditórios e Outras Avenças;

Contrato BNDES/FINEM – Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES/FINEM nº 61.928;

Contrato de Cobrança – Contrato de Cobrança, Depósito com Interveniência e Outras Avenças;

Cosern – Companhia Energética do Rio Grande do Norte;

Créditos – Direitos creditórios de titularidade da Cosern, existentes na data deste Contrato ou que vierem a se constituir futuramente, bem como seus respectivos títulos, quando existentes, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os Consumidores, em montante correspondente à totalidade do saldo do valor nominal das

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira
Fone 222-2220
Natal - RN

Debêntures acrescido da respectiva remuneração devida nos termos da Escritura de Debêntures e do saldo devedor da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM;

Créditos performados – Créditos constituídos e cujos respectivos fornecimentos de energia já foram faturados pela Cosern aos respectivos Consumidores;

Credor(es) - Agente Fiduciário, representando a comunhão dos interesses dos Debenturistas, e Agentes Financeiros;

Debêntures – Um mil e duzentas (1.200) debêntures não conversíveis em ações, nominativas-escriturais, da espécie com garantia real, para subscrição pública, cujas condições e características estão descritas na Escritura de Debêntures;

Debenturistas – Titulares das Debêntures;

Escritura de Debêntures – Escritura Particular da 2ª Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações, em Série Única, da Espécie com Garantia Real, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte;

Instituições Financeiras - Instituições financeiras listadas no Anexo II do Contrato;

Movimentação de Créditos Trimestral – Verificação trimestral pelo Agente Fiduciário e pelo Unibanco, a partir da data de assinatura do Contrato e até o décimo quinto (15º) dia do mês em referência, do depósito na Conta Caução, nos últimos três meses anteriores à verificação, dos recursos decorrentes do pagamento dos Créditos em valor correspondente a, no mínimo, trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) da Receita Operacional Líquida da Cosern no período;

Recebimentos – Recebimento de pagamento das Contas de Energia, incluindo portanto os Créditos, nos termos dos respectivos contratos de cobrança;

Receita Operacional Bruta – Diferença entre (i) o somatório das receitas oriundas (a) do fornecimento de energia elétrica; (b) do suprimento de energia elétrica – MAE; (c) da disponibilização do sistema de transmissão e distribuição; (d) da subvenção aos consumidores de baixa renda (tarifa social); e (e) de outras receitas operacionais; e (ii) o somatório da receita (a) da recomposição tarifária do racionamento; e (b) da energia livre racionamento;

BVA Depto Jurídico
BBA Depto Jurídico

MICROFILMADO
991802 13-08-04
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

Receita Operacional Líquida - Resultado da dedução, da "Receita Operacional Bruta" da Cosern no mês em referência, dos seguintes tributos e encargos: (i) Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS; (ii) contribuição para o Programa de Integração Social – PIS; (iii) Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS; (iv) Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS; (v) quota para a Reserva Global de Reversão – RGR; (vi) Encargo de Capacidade Emergencial – ECE; e (vii) Encargo de Aquisição de Energia Emergencial;

Registro – Registro do Contrato nos Cartórios de Registro de Títulos e Documentos das Cidades de Natal, de São Paulo e do Rio de Janeiro e seus aditamentos;

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo, divulgada pelo Banco Central do Brasil;

Unibanco – Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.;

VBD – Valor depositado na Conta Caução que deverá ser bloqueado diariamente pelo Banco do Brasil, na hipótese de declaração de vencimento antecipado das Debêntures;

VDAF – Parcela do produto da execução dos Bens Empenhados devida ao Agente Fiduciário, na hipótese de os Credores optarem por excutir judicialmente o presente penhor em caso de declaração de vencimento antecipado das Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM ;

VDBM – Valor a ser depositado na Conta no Banco Mandatário, oriundo da Conta Compartilhada;

VDBNDES – Saldo devedor da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM no mês anterior à data de solicitação do bloqueio;

VDC – Valor depositado na Conta Caução diariamente;

VDCC – Valor depositado na Conta Compartilhada no dia útil anterior ao depósito e/ou transferência para a Conta no Banco Mandatário;

VDCV - valor a ser depositado na Conta Vinculada no dia útil posterior ao depósito na Conta Compartilhada;

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTO - NATAL/RN

VDDEB – Saldo devedor da Cosern sob a emissão das Debêntures, no mês anterior à data de solicitação do bloqueio da Conta Caução por declaração de vencimento antecipado das Debêntures;

VDG – Proporção da dívida objeto do Contrato BNDES/FINEM em relação ao saldo devedor das Debêntures, na data de solicitação do bloqueio da Conta Caução por declaração de vencimento antecipado das Debêntures;

VDUAF – Parcela do VBD disponível para utilização pelo Agente Fiduciário;

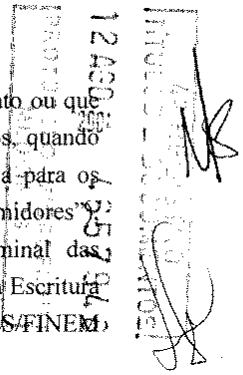
VDUUBB – Parcela da Conta Caução, correspondente à subtração do VBD pelo VDUAF, a que os Agentes Financeiros terão direito à utilização; e

VPE – Valor obtido com a execução judicial dos Bens Empenhados, na hipótese de os Credores optarem por excutir judicialmente o penhor em caso de declaração de vencimento antecipado das Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM;

as Partes têm justo e contratado o disposto nas cláusulas a seguir.

1. CONSTITUIÇÃO DO PENHOR

1.1 Para assegurar o cumprimento de suas obrigações pecuniárias, principais e acessórias, assumidas na Escritura de Debêntures e no Contrato BNDES/FINEM, a Cosern vincula e empenha, em primeiro (1º) grau, em favor dos Debenturistas, neste ato representados pelo Agente Fiduciário, e dos Agentes Financeiros, os doravante denominados em conjunto "Bens Empenhados":



i) direitos creditórios de sua titularidade, existentes na data deste Contrato ou que vierem a se constituir futuramente, bem como seus respectivos títulos, quando existentes, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os consumidores da Cosern arrolados no Anexo I deste Contrato ("Consumidores"), em montante correspondente à totalidade do saldo do valor nominal das Debêntures acrescido da respectiva remuneração devida nos termos da Escritura de Debêntures e do saldo devedor da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM (doravante denominados "Créditos");

ii) todos os valores ou bens recebidos pela Cosern como forma de pagamento dos Créditos;

991802 13-00 04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira Nº 85
Fone: 222-2220
Natal - RN

iii) os direitos de crédito da Cosern contra instituições financeiras listadas no Anexo II deste Contrato ("Instituições Financeiras") em razão de depósitos ("Depósitos"), presentes e futuros, do produto do pagamento das contas de fornecimento de energia faturadas pela Cosern ("Contas de Energia") nas contas correntes indicadas no Anexo III deste Contrato ou que venham a ser abertas pela Cosern perante tais instituições ("Contas Empenhadas") ou ainda em razão do recebimento de pagamento das Contas de Energia, incluindo portanto os Créditos, nos termos dos respectivos contratos de cobrança ("Recebimentos"); o penhor ora referido recai sobre trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) do total de Depósitos e Recebimentos pelas Instituições Financeiras nos termos deste item;

iv) os direitos de crédito da Cosern contra todos os agentes arrecadadores dos pagamentos das Contas de Energia, listados no Anexo IV deste Contrato (doravante denominados "Agente Arrecadadores"), em razão do recebimento pelos Agentes Arrecadadores do pagamento das Contas de Energia nos termos dos respectivos contratos de arrecadação; o penhor ora referido recai sobre trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) dos recebimentos pelos Agentes Arrecadadores nos termos deste item; e

v) direito de crédito contra o Banco do Brasil, em razão de quaisquer depósitos existentes ou que venham a ser realizados na conta corrente de titularidade da Cosern nº 206.414-6, agência nº 0022-1 – Natal (RN) ("Conta Caução"), a qualquer tempo durante a vigência deste Contrato.

1.1.1 Os Créditos performados empenhados na forma do presente Contrato deverão, durante toda a vigência deste Contrato, representar mensalmente, no mínimo, trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) da "Receita Operacional Líquida" obtida pela Cosern no mês anterior, limitados ao saldo devedor das Debêntures e do Contrato BNDES/FINEM.

1.1.1.1 Para efeito do disposto acima, por (i) "Créditos performados" entendem-se os Créditos constituídos e cujos respectivos fornecimentos de energia já foram faturados pela Cosern aos respectivos Consumidores; e (ii) por "saldo devedor", entendem-se todos os valores ainda devidos pela Cosern sob a Escritura de Debêntures e o Contrato BNDES/FINEM.

Depto Jurídico

Luiz - OAB/RN
ROC
Jurídico

99180213-08-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira 285
Fone 3222-2220
Natal - RN

1.1.1.2 Para efeito do disposto neste Contrato, por "Receita Operacional Líquida" da Cosern entende-se o resultado da dedução, da "Receita Operacional Bruta" da Cosern no mês em referência, dos seguintes tributos e encargos: (i) Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS; (ii) contribuição para o Programa de Integração Social – PIS; (iii) Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS; (iv) Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS; (v) quota para a Reserva Global de Reversão – RGR; (vi) Encargo de Capacidade Emergencial – ECE; e (vii) Encargo de Aquisição de Energia Emergencial.

1.1.1.2.1 Para efeito da definição da "Receita Operacional Líquida", entende-se por "Receita Operacional Bruta" a diferença entre (i) o somatório das receitas oriundas (a) do fornecimento de energia elétrica; (b) do suprimento de energia elétrica – MAE; (c) da disponibilização do sistema de transmissão e distribuição; (d) da subvenção aos consumidores de baixa renda (tarifa social); e (e) de outras receitas operacionais; e (ii) o somatório da receita (a) da recomposição tarifária do racionamento; e (b) da energia livre racionamento.

1.1.1.2.2 Para efeito do disposto neste Contrato, as definições de Receita Operacional Líquida e Receita Operacional Bruta acima deverão ser utilizadas durante toda a vigência do Contrato, independentemente da alteração de sua definição legal ou de sua forma de cálculo para fins de elaboração das demonstrações financeiras da Cosern.

1.2 O penhor dos Créditos futuros, Créditos cujo contrato seja renovado ao término do respectivo prazo de duração, dos direitos creditórios contra novos Agentes Arrecadadores e das Contas Empenhadas que venham a ser abertas pela Cosern no futuro reputar-se-á perfeito tão logo os Créditos sejam constituídos ou renovados, novos contratos de arrecadação sejam celebrados ou as Contas Empenhadas sejam abertas, independentemente da assinatura de qualquer outro documento ou da prática de qualquer outro ato por qualquer das Partes. Para tal efeito, o penhor sobre os Créditos, sobre direitos de crédito contra Agentes Arrecadadores e sobre as Contas Empenhadas e sua entrega aos Credores serão considerados perfeitamente contratados no momento da constituição dos referidos Bens Empenhados, seja através da celebração de contratos ou da efetuação de prestação que os gere.

1.2.1 Sem prejuízo do disposto acima e observado o disposto no item 1.2.1.1 abaixo, o presente Contrato deverá ser aditado pelas Partes e registrado nos Cartórios de Registro de Títulos e Documentos das Cidades de Natal, Rio de Janeiro e São Paulo

Natal - RN
RDC
Jurídico

9918021 3-08-04
MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

sempre que novos agentes arrecadadores ou instituições financeiras forem contratados pela Cosern para a cobrança e/ou recebimento do pagamento das Contas de Energia, bem como na hipótese de abertura de novas contas correntes a serem utilizadas para o recebimento do produto do pagamento das Contas de Energia ("Novos Agentes").

1.2.1.1 O aditamento do Contrato de Penhor na forma prevista no item anterior deverá ocorrer sempre que (i) os Novos Agentes sejam responsáveis, isolada ou conjuntamente, pelo recebimento de, no mínimo, cinco por cento (5%) do total dos pagamentos das Contas de Energia no período de um mês; ou (ii) as novas contas correntes abertas recebam em depósito, isolada ou conjuntamente, no mínimo cinco por cento (5%) do total dos pagamentos das Contas de Energia no período de um mês.

1.2.1.2 Para efeito do disposto no item anterior, a Cosern deverá enviar ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, até o décimo quinto (15º) dia de cada mês, (i) planilha contendo a discriminação do valor total de pagamentos de Contas de Energia recebidos no mês anterior e os valores dos pagamentos de Contas de Energia recebidos por cada um dos Novos Agentes no referido mês; (ii) cópia dos extratos bancários das novas contas correntes abertas e utilizadas para o recebimento do produto do pagamento das Contas de Energia, referentes à movimentação de recursos no mês anterior; e (ii) cópia do extrato bancário referente à movimentação, no mês anterior, das contas correntes informadas pela Cosern na forma do item 9.2.2 abaixo.

1.3 O penhor previsto no item 1.1 acima reputar-se-á perfeito e constituído após o registro do presente Contrato nos Cartórios de Registro de Títulos e Documentos das Cidades de Natal, São Paulo e Rio de Janeiro.

1.4 Observado o disposto no item 4.5 abaixo, o Agente Fiduciário e o Unibanco deverão notificar a Cosern para que esta reforce a garantia real ora prestada aos Debenturistas e/ou aos Agentes Financeiros, sempre que o valor dos Créditos seja insuficiente para garantir, respectivamente, o pagamento do valor nominal das Debêntures, acrescido da respectiva remuneração devida nos termos da Escritura de Debêntures, ou os pagamentos devidos sob o Contrato BNDES/FINEM. Na hipótese de reforço das garantias ora constituídas mediante solicitação do Agente Fiduciário ou do Unibanco, o mesmo reforço deverá ser automaticamente estendido aos Agentes Financeiros ou aos Debenturistas, conforme o caso, de forma que os Credores desfrutem sempre das mesmas garantias, em condições de igualdade, respeitadas as disposições deste Contrato.

9918021 3-08-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira
Fone: 222-2220
Natal - RN

1.5 As Partes desde já concordam e reconhecem que a excussão, judicial ou extrajudicial, do penhor ora constituído e de tempos em tempos reforçado, se for o caso, estará limitada, mensalmente, durante toda a vigência deste Contrato, a trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) da Receita Operacional Líquida da Cosern auferida no mês anterior ao da data da excussão.

1.6 Por este ato, os Agentes Financeiros, de forma irrevogável e irretratável, concordam com a constituição do presente penhor em favor dos Debenturistas, ora representados pelo Agente Fiduciário, e dos Agentes Financeiros, sem nada opor à Cosern ou ao Agente Fiduciário.

1.7 Por este ato, os Credores também concordam, de forma irrevogável e irretratável, em compartilhar o presente penhor, em igualdade de condições, sem qualquer preferência de qualquer Parte em relação às demais, observados os termos deste Contrato no que se refere à divisão do produto da excussão dos Bens Empenhados.

2. DÍVIDA GARANTIDA

2.1 Para os efeitos do artigo 1.424, incisos I a III, do Código Civil, são descritas abaixo resumidamente as características das Debêntures e da dívida objeto do Contrato BNDES/FINEM.

12 AGO 2004 357 94,0

i) Debêntures:

a) o valor das Debêntures é de cento e vinte milhões de reais (R$120.000.000,00), em 1º de junho de 2004, data de emissão das Debêntures;

b) o prazo de vencimento das Debêntures é de quatro (4) anos, a contar da data de emissão; e

c) a taxa de juros das Debêntures será equivalente a 100% da variação da taxa média diária de depósitos interfinanceiros "over extra-grupo" – CDI, apurada e divulgada pela CETIP - Câmara de Custódia e Liquidação, capitalizada de um "spread" de dois inteiros e cinco décimos por cento (2,5%) ao ano;

Itaú - BBA
ROC
Jurídico

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira nº 85
Fone: 222-2220
Natal - RN

ii) dívida objeto do Contrato BNDES/FINEM:

a) o saldo devedor da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM, em 30 de junho de 2004, era de R$50.210.946,25 (cinqüenta milhões, duzentos e dez mil, novecentos e quarenta e seis reais e vinte e cinco centavos);

b) o prazo de vencimento do Contrato BNDES/FINEM é de oito (8) anos, contados da data de assinatura, vencendo-se, portanto, em 15 de junho de 2008; e

c) a taxa de juros do Contrato BNDES/FINEM corresponde à variação da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, divulgada pelo Banco Central do Brasil, acrescida de *spread* de quatro inteiros e cinco décimos por cento (4,5%) ao ano.

2.1.1 Para efeito do disposto no artigo 1.424, IV, do Código Civil, os Bens Empenhados encontram-se especificados no item 1.1 acima.

2.2 Não obstante a descrição do item 2.1 acima, todos os termos e condições das Debêntures definidos na Escritura de Debêntures e do Contrato BNDES/FINEM constituem parte integrante deste Contrato, como Anexos IX e X e como se aqui estivessem transcritos.

3. DEPÓSITO DOS CRÉDITOS E DOS RECURSOS ARRECADADOS NA CONTA CAUÇÃO

3.1 A Cosern será depositária dos Bens Empenhados, nos termos do artigo 627 e seguintes do Código Civil, assumindo pelos Credores as obrigações contidas no artigo 1.435 e incisos do Código Civil.

3.2 A Cosern manterá a posse de todos os documentos representativos dos Bens Empenhados ou comprobatórios de sua exigibilidade, nos termos do artigo 1.452, parágrafo único, do Código Civil. Isto se dá, justificadamente, tendo em vista que os sistemas de controle dos Bens Empenhados e a cobrança dos Créditos são operacionalizados pela Cosern.

3.2.1 A Cosern deverá praticar todos os atos necessários à existência e boa conservação dos documentos referidos no item acima. O Agente Fiduciário e o

BVA Depto Jurídico

Itaú - BBA RDC Jurídico

2º OFÍCIO DE NOTAS Avenida Tavares de Lira Nº 85 Fone 222-2220 Natal - RN

Unibanco poderão, a qualquer momento, solicitar informações e documentos à Cosern relativos aos mesmos. A Cosern deverá atender qualquer solicitação do Agente Fiduciário e/ou do Unibanco nesse sentido em até cinco (5) dias úteis. Qualquer informação sobre os Bens Empenhados disponibilizada pela Cosern ao Agente Fiduciário deverá também ser disponibilizada, na mesma data, ao Unibanco e vice-versa.

3.3 Os recursos oriundos do pagamento das Contas de Energia, recebidos pelos Agentes Arrecadadores, deverão ser transferidos ou depositados pela Cosern exclusivamente na Conta Caução até o dia útil seguinte à disponibilização dos recursos nas Contas Empenhadas. Os recursos existentes nas Contas Empenhadas deverão ser transferidos para a Conta Caução na forma deste item.

3.3.1 Sem prejuízo do disposto no item anterior, a Cosern deverá fazer com que os recursos oriundos dos demais pagamentos das Contas de Energia sejam transferidos ou depositados direta e exclusivamente na Conta Caução.

3.3.2 A Conta Caução não poderá ser movimentada através da emissão de cheques. É vedado o fechamento da Conta Caução e das Contas Empenhadas sem autorização prévia dos Credores.

3.3.2.1 Sem prejuízo do disposto no item 9.2 (ii) abaixo, a abertura de quaisquer novas contas correntes pela Cosern deverá ser imediatamente notificada aos Credores.

3.3.3 A Cosern obriga-se a assinar todos os documentos e a praticar todos e quaisquer atos necessários para o fiel cumprimento do disposto nesta Cláusula.

3.4 A Cosern deverá fazer com que a totalidade dos recursos decorrentes de pagamentos das Contas de Energia, incluindo os Créditos, sejam transferidos e/ou depositados na Conta Caução, sendo vedado à Cosern indicar outras contas correntes, além das Contas Empenhadas e da Conta Caução, para o depósito do produto do recebimento dos Créditos ou, de qualquer outra maneira, alterar o direcionamento dos pagamentos em desacordo com este Contrato.

3.5 A Cosern outorga ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, em caráter irrevogável e irretratável, como condição essencial deste Contrato e do Contrato BNDES/FINEM, bem como da emissão das Debêntures, prevista na Escritura de

2º OFÍCIO DE NOTAS Avenida Tavares de Lira Nº 85 Fone: 222-2220 Natal - RN

Debêntures, nos termos do artigo 684 do Código Civil, mandato em "causa própria" cuja procuração por instrumento público faz parte deste Contrato como Anexo V.

3.6 Sem prejuízo do disposto no item anterior, todos os mandatos outorgados pela Cosern nos termos deste Contrato, inclusive ao Banco do Brasil, são considerados condições essenciais do negócio ora contratado e são outorgados em caráter irrevogável e irretratável, nos termos do artigo 684 do Código Civil. Nenhum dos poderes outorgados pelo presente Contrato ou pela procuração constante do Anexo V ao presente Contrato poderá ser exercido isoladamente pelo Agente Fiduciário ou pelo Unibanco sem a prévia notificação por escrito da outra Parte.

4. COBRANÇA, CONTROLE E SUBSTITUIÇÃO DOS CRÉDITOS

4.1 Enquanto os Créditos estiverem empenhados, a Cosern deverá tomar todas as providências necessárias para cobrá-los assim que exigíveis, incluídos os encargos porventura existentes.

4.2 A Cosern receberá o pagamento dos Consumidores, bem como atuará na cobrança dos Créditos, na qualidade de mandatária dos Credores. O pagamento dos Créditos e posterior depósito na Conta Caução não reputará extinto o presente penhor.

4.3 A Cosern deverá disponibilizar ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, imediatamente, qualquer informação solicitada referente ao pagamento dos Créditos ou aos procedimentos adotados para sua cobrança.

4.4 O Agente Fiduciário e o Unibanco, trimestralmente, a partir da data de assinatura deste Contrato e até o décimo quinto (15º) dia do mês em referência, deverão verificar se nos três meses anteriores à verificação foram depositados na Conta Caução recursos decorrentes do pagamento dos Créditos em valor correspondente a, no mínimo, trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) da Receita Operacional Líquida da Cosern no período ("Movimentação de Créditos Trimestral").

4.5 Na hipótese de verificação de inobservância da Movimentação de Créditos Trimestral, o Agente Fiduciário e/ou o Unibanco, dentro do prazo de até três (3) dias úteis da data de verificação da Movimentação de Créditos Trimestral, deverá(ão) notificar por escrito a Cosern para que esta reforce o penhor dos Créditos em até 5 (cinco) dias úteis do recebimento da referida notificação.

991802 13-08-04
MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira nº 85
Fone: 222-2220
Natal - RN

4.5.1 O reforço do penhor dos Créditos reputar-se-á constituído, nos termos da legislação em vigor, após o registro de novo Anexo I e aditamento ao presente Contrato em Cartório de Títulos e Documentos da Cidade de Natal, Rio de Janeiro e São Paulo, às expensas da Cosern.

4.5.1.1 A substituição do Anexo I na forma prevista acima deverá contemplar a inclusão de novos consumidores da Cosern escolhidos de comum acordo entre a Cosern, o Agente Fiduciário e o Unibanco.

5. MOVIMENTAÇÃO DA CONTA CAUÇÃO

5.1 A Cosern por este ato se obriga de forma irrevogável e irretratável a depositar ou fazer com que sejam transferidos e/ou depositados para e/ou na Conta Caução a totalidade dos recursos arrecadados com o pagamento de todas as Contas de Energia, de forma que estejam vinculados à Conta Caução os recursos oriundos dos pagamentos de todas as Contas de Energia, incluindo, portanto, os Créditos.

5.1.1 Para todos os efeitos, a Conta Caução substitui a "Conta Corrente Especial", conforme definido no Contrato de Cobrança, permanecendo inalteradas as instruções ao Banco do Brasil contidas no item 2.6 do Contrato de Cobrança que não forem conflitantes com o presente Contrato.

5.1.2 As instruções do Agente Fiduciário e/ou do Unibanco referentes ao bloqueio da Conta Caução, nos termos do item 5.2 e seguintes abaixo, deverão prevalecer sobre qualquer outra instrução do Unibanco ou disposição vigente do Contrato de Cobrança com relação às transferências da "Conta Corrente Especial" para pagamento das obrigações da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM.

5.2 No caso de declaração de vencimento antecipado e/ou atraso no pagamento de qualquer obrigação pecuniária das Debêntures nos termos da Escritura de Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM, o Agente Fiduciário e o Unibanco poderão, conjuntamente, proceder à excussão extrajudicial do penhor objeto do presente Contrato, devendo aplicar os valores depositados na Conta Caução na amortização total do valor principal das Debêntures e no pagamento de quaisquer juros e encargos devidos aos Debenturistas, bem como no pagamento da dívida objeto do Contrato BNDES/FINEM.

12 AGO 2004

Inst. BRA ROC Jurídico

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira Nº 85
Fone: 222-2220
Natal - RN

5.2.1 Na hipótese do item anterior, o Agente Fiduciário e/ou o Unibanco deverão imediatamente notificar por escrito o Banco do Brasil para que este não proceda a qualquer débito ou transferência de recursos da Conta Caução até que se satisfaça o pagamento de todas as obrigações da Cosern sob a Escritura de Debêntures e/ou Contrato BNDES/FINEM, observado o disposto no item 5.2.2 abaixo.

5.2.1.1 Na hipótese de a notificação ao Banco do Brasil na forma do item anterior ser realizada apenas pelo Agente Fiduciário ou apenas pelo Unibanco, cópia da referida notificação deverá ser imediatamente fornecida à outra Parte.

5.2.1.2 Na hipótese de a notificação prevista no item 5.2.1 ser recebida pelo Banco do Brasil após as doze horas (12:00hrs), o bloqueio dos recursos depositados na Conta Caução somente ocorrerá a partir do dia útil imediatamente seguinte.

5.2.2 O bloqueio dos recursos da Conta Caução nos termos do item 5.2.1 acima será diário e estará limitado, diariamente, ao valor calculado da seguinte forma:

$$VBD = 0{,}365 \times VDC$$

onde,

"VBD" corresponde ao valor depositado na Conta Caução que deverá ser bloqueado diariamente pelo Banco do Brasil; e

"VDC" corresponde ao valor depositado na Conta Caução diariamente.

5.2.2.1 O valor de bloqueio de recursos referido no item 5.2.2 acima será limitado, mensalmente, a trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) da Receita Operacional Líquida da Cosern do mês anterior à data do bloqueio da Conta Caução.

5.2.3 Enquanto permanecer em vigor o Contrato BNDES/FINEM, os Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, terão direito à utilização da parcela do VBD, calculada da seguinte forma:

$$VDUAF = VBD - (VBD \times VDG)$$

onde,

BVA Depto Jurídico

ROC

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Tavares de Lira
Nº 85
Fone: 222-2220
Natal - RN

"VDUAF" corresponde à parcela do VBD disponível para utilização pelo Agente Fiduciário nos termos do item 5.2 acima; e

"VDG" corresponde à proporção da dívida objeto do Contrato BNDES/FINEM em relação ao saldo devedor das Debêntures, na data de solicitação do bloqueio, calculada da seguinte forma:

$$VDG = \frac{VDBNDES}{VDDEB + VDBNDES}$$

onde,

"VDBNDES" corresponde ao saldo devedor da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM no mês anterior à data de solicitação do bloqueio, conforme planilha enviada pelo Unibanco ao Banco do Brasil nos termos do item 5.2.6 abaixo; e

"VDDEB" corresponde ao saldo devedor da Cosern sob a emissão das Debêntures, no mês anterior à data de solicitação do bloqueio, conforme planilha enviada pelo Agente Fiduciário ao Banco do Brasil nos termos do item 5.2.6 abaixo.

5.2.3.1 Na hipótese de declaração de vencimento antecipado e/ou atraso no pagamento de qualquer obrigação pecuniária das Debêntures e da renúncia dos Agentes Financeiros à declaração automática de vencimento antecipado das obrigações da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM, conforme previsto na cláusula décima primeira do Contrato BNDES/FINEM, o Agente Fiduciário terá direito de utilizar toda a parcela do VBD, exceto se, no futuro, seja declarado o vencimento antecipado do Contrato BNDES/FINEM.

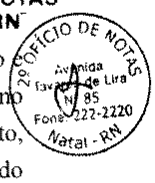
5.2.3.2 Na hipótese de declaração de vencimento antecipado e/ou atraso no pagamento de qualquer obrigação pecuniária do Contrato BNDES/FINEM sem que ocorra o vencimento antecipado das Debêntures nos termos da Escritura de Debêntures, o Unibanco terá direito de utilizar toda a parcela do VBD, exceto se, no futuro, seja declarado o vencimento antecipado das Debêntures, hipótese na qual deverá ser observado o disposto no item 5.2.3 acima.

5.2.4 Até a liquidação integral das Debêntures, os Agentes Financeiros, representados pelo Unibanco, terão direito à utilização de parcela da Conta Caução correspondente à subtração do VBD pelo VDUAF ("VDUUBB").

Natal - RN
RJC
Jurídico

MICROFILMADO

1678469
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN



5.2.5 Para fins de controle do VDDEB e do VDBNDES, o Agente Fiduciário e o Unibanco deverão encaminhar ao Banco do Brasil, com cópia para a outra Parte, no primeiro dia útil de cada mês, a partir da data de assinatura do presente Contrato, planilha com o saldo devedor atualizado, respectivamente, das Debêntures e do Contrato BNDES/FINEM, discriminando as parcelas correspondentes a principal e juros de cada dívida.

5.2.6 Na hipótese de bloqueio da Conta Caução, o Banco do Brasil deverá transferir diariamente o VDUAF para a conta corrente nº 3.456/8, agência nº 321-2 (Natal – RN), no Banco Bradesco S.A. ("Conta no Banco Mandatário"), banco mandatário das Debêntures, para que este aplique os recursos assim depositados na quitação dos valores devidos sob a Escritura das Debêntures, conforme instruções do Agente Fiduciário.

5.2.6.1 Na hipótese do item anterior, o Banco do Brasil também deverá transferir diariamente o VDUUBB para a conta corrente nº 205818-9, agência 0022-1 – (Agência Natal – RN), no Banco do Brasil ("Conta Vinculada", conforme definido no Contrato de Cobrança), utilizada exclusivamente para o pagamento das obrigações da Cosern com os Agentes Financeiros sob o Contrato BNDES/FINEM.

5.3 Na hipótese de qualquer dos Credores receber valores em montante superior ao que lhe é devido nos termos deste Contrato em prejuízo de qualquer outro Credor, seja através da excussão judicial ou extrajudicial dos Bens Empenhados, deverá imediatamente transferir ao Credor prejudicado o montante devido a este, respeitando-se a proporcionalidade das dívidas garantidas, nos termos deste Contrato.

5.4 Na hipótese de, em determinado mês, os valores bloqueados aos Credores na Conta Caução serem inferiores à trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) da Receita Operacional Líquida, o Agente Fiduciário e/ou o Unibanco deverá(ão) notificar as Instituições Financeiras, Agentes Arrecadadores e/ou Consumidores para que transfiram e/ou depositem os recursos oriundos do pagamento dos Créditos, ou para que efetuem os pagamentos dos Créditos, conforme o caso, diretamente para e/ou na conta corrente nº 202.100-5, agência nº 0022-1 (Agência Natal - RN), no Banco do Brasil, de titularidade do Agente Fiduciário ("Conta Compartilhada"). Para os fins do disposto neste item, o Agente Fiduciário atuará na qualidade de representante dos Debenturistas e também na qualidade de mandatário dos Agentes Financeiros, neste último caso atuando unicamente como agente cobrador e depositário dos recursos aqui referidos.

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS

5.4.1 Para fins do disposto acima, é facultado aos Agentes Financeiros em conjunto com os Debenturistas, a qualquer tempo, proceder à revogação do mandato outorgado ao Agente Fiduciário previsto no item acima. Qualquer deliberação nesse sentido deverá ser tomada pela maioria dos Agentes Financeiros e reputar-se-á eficaz mediante comunicação ao Agente Fiduciário (i) da revogação do mandato; e/ou (ii) da nomeação de outro mandatário.

6. DA MOVIMENTAÇÃO DA CONTA COMPARTILHADA

6.1 A Conta Compartilhada não será movimentável pelos Credores nem pelo Agente Fiduciário e não poderá ser utilizada para qualquer outra finalidade exceto a disposta neste Contrato. Os recursos depositados e/ou transferidos na e/ou para a Conta Compartilhada deverão ser transferidos pelo Banco Brasil no dia útil seguinte ao respectivo depósito e/ou transferência na e/ou para a Conta no Banco Mandatário e para a Conta Vinculada.

6.2 Enquanto permanecer em vigor o Contrato BNDES/FINEM, o valor a ser transferido pelo Banco do Brasil para a Conta no Banco Mandatário, na forma do item anterior, deverá ser calculado da seguinte forma:

$$VDBM = VDCC - (VDCC \times VDG)$$

onde,

"VDBM" corresponde ao valor a ser depositado na Conta no Banco Mandatário; e

"VDCC" corresponde ao valor depositado na Conta Compartilhada no dia útil anterior.

6.3 Até a liquidação integral das Debêntures, o valor a ser transferido pelo Banco do Brasil para a Conta Vinculada na forma do item 6.1 acima deverá ser calculado da seguinte forma:

$$VDCV = VDCC - VDBM$$

onde,

"VDCV" corresponde ao valor a ser depositado na Conta Vinculada

BVA
Depto Jurídico
Luiz - RJ
ROC
Jurídico

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

6.4 Nas hipóteses de declaração de vencimento antecipado das Debêntures e da renúncia dos Agentes Financeiros à declaração automática de vencimento antecipado das obrigações da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM, conforme previsto na cláusula décima primeira do Contrato BNDES/FINEM, o Banco do Brasil deverá transferir a totalidade do VDCC para a Conta no Banco Mandatário, exceto se, no futuro, seja declarado o vencimento antecipado do Contrato BNDES/FINEM, devendo ser aplicado, a partir de então, o disposto nos itens 6.2 e 6.3 acima.

6.4.1 Na hipótese de declaração de vencimento antecipado do Contrato BNDES/FINEM sem que ocorra o vencimento antecipado das Debêntures nos termos da Escritura de Debêntures, o Banco do Brasil deverá transferir a totalidade do VDCC para a Conta Vinculada, exceto se, no futuro, seja declarado o vencimento antecipado das Debêntures, hipótese na qual deverá ser observado o disposto nos itens 6.2 e 6.3 acima.

6.5 Na hipótese de qualquer dos Credores receber valores em montante superior ao que lhe é devido nos termos deste Contrato, em prejuízo de qualquer outro Credor, deverá imediatamente transferir ao Credor prejudicado o montante devido a este, respeitando-se a proporcionalidade das dívidas garantidas, nos termos deste Contrato.

7. OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DAS PARTES

7.1 A Cosern deverá encaminhar ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, até o dia quinze (15) de cada mês, documento com informações do mês anterior sobre (i) o valor total dos Créditos pagos; e (ii) a Receita Operacional Líquida da Cosern.

7.2 O Banco do Brasil deverá apresentar ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, até o terceiro (3º) dia útil de cada mês, extrato de movimentação da Conta Caução do mês anterior, do qual deverão constar obrigatoriamente o saldo em conta corrente no último dia útil do mês e a somatória de todos os lançamentos a crédito efetuados no período.

7.3 O Agente Fiduciário poderá solicitar à Cosern informações adicionais àquelas descritas nesta Cláusula, desde que razoáveis e necessárias à averiguação da qualidade da garantia real. Qualquer solicitação deverá ser atendida em até cinco (5) dias úteis pela Cosern.

991802 13-88-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira
Fone: 222-2220
Natal - RN

7.4 A Cosern desde já autoriza o Banco do Brasil a disponibilizar ao Agente Fiduciário e ao Unibanco quaisquer informações e documentos referentes à Conta Caução necessários para o controle da movimentação dos recursos oriundos do pagamento dos Créditos e verificação do cumprimento das disposições do presente Contrato, bem como a cumprir as ordens do Agente Fiduciário e do Unibanco visando ao adimplemento das obrigações previstas no presente Contrato.

7.4.1 A Cosern desde já autoriza o Agente Fiduciário e o Unibanco a solicitarem quaisquer informações às Instituições Financeiras e aos Agentes Arrecadadores, bem como a tomar quaisquer medidas necessárias para o controle e verificação da existência e pagamento dos Créditos.

7.5 Além das demais obrigações previstas neste Contrato, o Banco do Brasil deverá:

i) permitir ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, independentemente de anuência ou consulta prévia da e/ou à Cosern, o livre acesso à Conta Caução para cumprimento do disposto neste Contrato;

ii) atender, independentemente de anuência ou consulta prévia da e/ou à Cosern, todas as ordens fundamentadas do Agente Fiduciário e do Unibanco relacionadas ao cumprimento do presente Contrato, ficando desde já autorizado, inclusive, a (a) bloquear a Conta Caução e permitir a excussão dos Créditos, nos termos deste Contrato, mediante a utilização dos recursos da Conta Caução para liquidação das obrigações da Cosern sob a Escritura de Debêntures e/ou sob o Contrato BNDES/FINEM; (b) transferir recursos oriundos de pagamento dos Créditos de qualquer conta corrente para a Conta Caução e/ou para a Conta Compartilhada, nos termos deste Contrato; (c) sacar ou transferir recursos da Conta Caução ou de outra conta corrente de titularidade da Cosern para pagamento das Debêntures e/ou das obrigações da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM, desde que nas outras contas correntes existam saldos referentes a recursos oriundos do pagamento dos Créditos; e (d) praticar qualquer outro ato necessário para que os recursos oriundos do pagamento dos Créditos sejam depositados ou transferidos unicamente na e/ou para a Conta Caução e/ou na e/ou para a Conta Compartilhada, conforme o caso, e que os recursos oriundos do pagamento dos Créditos sejam utilizados para pagamento das Debêntures e

9918021 3-09-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

das obrigações da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM, sem prejuízo do disposto nas Cláusulas 5 e 6 acima;

2º OFÍCIO DE NOTAS Avenida Tavares de Lira Nº 85 Fone: 222-2220 Natal - RN

iii) zelar pelo fiel desempenho das obrigações previstas neste Contrato e observar, na execução das mesmas, as disposições deste Contrato; e

iv) permanecer no exercício de suas funções em caso de sua substituição até a celebração de respectivo aditamento ao presente Contrato.

7.6 As Partes concordam de forma irrevogável e irretratável que:

i) os Créditos depositados na Conta Caução não renderão juros ou qualquer outra remuneração, bem como não serão atualizados monetariamente;

ii) este Contrato expressamente dispõe sobre todas as atribuições do Banco do Brasil com relação a todas e quaisquer questões pertinentes a este Contrato, sendo certo que nenhuma atribuição ou obrigação tácita será interpretada neste Contrato contra o Banco do Brasil;

iii) o Banco do Brasil não será responsável, salvo por dolo ou culpa, por quaisquer prejuízos, obrigações, reivindicações, ações, danos e despesas, inclusive honorários advocatícios e desembolsos razoáveis, oriundos de ou relacionados a este Contrato, os quais serão de única e exclusiva responsabilidade da Cosern;

iv) o Banco do Brasil é ora autorizado a obedecer e a cumprir todas as medidas, mandados, sentenças ou decisões expedidas por qualquer autoridade judiciária ou administrativa que afetem o penhor dos Créditos; o Banco do Brasil não será responsável perante qualquer das Partes em virtude do cumprimento das referidas medidas, mandados, sentenças ou decisões;

v) o Banco do Brasil não prestará qualquer declaração quanto à validade, valor, autenticidade ou possibilidade de cobrança de qualquer Crédito ou outro documento ou instrumento detido por ou a ele entregue;

vi) a Cosern pagará ou reembolsará o Banco do Brasil, mediante solicitação, de quaisquer tributos incidentes ou que venham a incidir sobre a operacionalização do penhor previsto neste Contrato, bem como indenizará e isentará o Banco do

BVA Depto Jurídico

Brasil BBA ROC Jurídico

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

Brasil de quaisquer valores que este seja obrigado a pagar no tocante a referidos tributos, desde que devidamente comprovados; e

2º OFÍCIO DE NOTAS Avenida Tavares de Lira Fone: 222-2220 Natal - RN

vii) sem prejuízo de suas obrigações sob este Contrato, a remuneração do Banco do Brasil pelo serviço prestado nos termos deste Contrato será aquela prevista em contrato de prestação de serviços a ser celebrado entre a Cosern e o Banco do Brasil.

8. DA EXCUSSÃO JUDICIAL DO PENHOR

8.1 Nenhum dos Credores poderá excutir judicial ou extrajudicialmente o presente penhor sem a prévia e expressa anuência dos demais Credores. O presente penhor apenas poderá ser excutido judicialmente em conjunto com todos os demais Credores, exceto na hipótese de algum dos Credores não desejar proceder à referida execução, conforme o item 8.3 abaixo, ou renunciar à declaração automática de vencimento antecipado.

8.2. Na hipótese de declaração de vencimento antecipado das Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM, os Credores poderão optar por excutir judicialmente o presente penhor.

8.3 Na hipótese do item anterior, a Parte que optar pela excussão judicial do penhor deverá notificar por escrito os demais Credores da sua pretensão, que terão o prazo de 2 (dois) dias úteis do recebimento da notificação para manifestar eventual renúncia à excussão judicial do penhor, presumindo-se, no silêncio da outra Parte, a intenção desta em proceder à referida execução.

8.4 Os Credores que optarem pela excussão judicial do penhor deverão contratar, de comum acordo, escritório de advocacia de reputação reconhecida para representá-los em juízo e em conjunto, devendo compartilhar entre si todas as despesas inerentes à execução, incluindo, mas não se limitando a, honorários advocatícios e despesas com perícias, na mesma proporção da respectiva dívida garantida. Todas as despesas relacionadas que venham a ser incorridas pelos Credores integrarão o valor das dívidas garantidas, para fins de excussão do penhor.

8.5 A excussão judicial do penhor estará limitada, mensalmente, à trinta e seis inteiros e cinco décimos por cento (36,5%) da Receita Operacional Líquida da Cosern no mês anterior à data da excussão. Do produto da execução dos Bens

991802 13-08-04 MICROFILMADO 147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

Empenhados, as Partes desde já concordam e reconhecem que o Agente Fiduciário, representando os Debenturistas, terá direito à seguinte parcela:

VDAF = VPE - (VPE X VDG)

onde,

"VDAF" corresponde à parcela do produto da execução dos Bens Empenhados devida ao Agente Fiduciário; e

"VPE" corresponde ao valor obtido com a execução judicial dos Bens Empenhados.

8.5.1 As Partes também desde já concordam e reconhecem que os Agentes Financeiros terão direito à parcela do produto da execução judicial dos Bens Empenhados correspondente à diferença entre VPE e VDAF.

8.6 A eventual renúncia de qualquer dos Credores à excussão judicial do penhor não importará na extinção do penhor ou na renúncia ao direito de excuti-lo extrajudicialmente ou de posteriormente o excutir em juízo.

8.6.1 Na hipótese de renúncia de qualquer dos Credores à excussão judicial do penhor, os demais Credores apenas terão direito a excutir judicialmente os Bens Empenhados na proporção das respectivas dívidas garantidas.

9. DISPOSIÇÕES GERAIS

9.1 O penhor dos Créditos e da Conta Caução constituído neste Contrato permanecerá vigente até o pagamento integral de todas as obrigações da Cosern sob as Debêntures e o Contrato BNDES/FINEM, evidenciado pela quitação integral emitida pelo Agente Fiduciário e pelo Unibanco.

9.2 A Cosern deverá:

i) notificar por escrito todos os Agentes Arrecadadores, conforme modelo previsto no Anexo VI do presente Contrato, e enviar os respectivos comprovantes ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, no prazo de até cinco (5) dias úteis do registro do presente Contrato ou do respectivo aditamento na forma prevista no item 8.2 (iv) abaixo;

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN
9918021 3-08-04

ii) notificar por escrito todas as Instituições Financeiras em que já mantenha ou venha a abrir Contas Empenhadas, conforme modelo previsto no Anexo VI do presente Contrato, e enviar os respectivos comprovantes ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, no prazo de até cinco (5) dias úteis do registro do presente Contrato ou da abertura de novas Contas Empenhadas autorizada pelo Agente Fiduciário e pelo Unibanco;

iii) notificar por escrito todas as Instituições Financeiras que recebam ou venham a receber pagamentos dos Créditos, conforme modelo previsto no Anexo VII do presente Contrato, e enviar os respectivos comprovantes ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, no prazo de até cinco (5) dias úteis do registro do presente Contrato ou da contratação de novas Instituições Financeiras para o recebimento de pagamento dos Créditos;

iv) registrar o presente Contrato nos Cartórios de Registro de Títulos e Documentos das Cidades de Natal, de São Paulo e do Rio de Janeiro e seus aditamentos ("Registro"), imediatamente após sua assinatura, devendo também arcar com todos os custos e despesas decorrentes do Registro;

v) encaminhar ao Agente Fiduciário e ao Unibanco documentos comprobatórios do Registro deste Contrato ou seus aditamentos até dois (2) dias úteis após a sua obtenção em todos os cartórios referidos no item anterior;

vi) não substituir o Banco do Brasil, exceto se houver concordância de Debenturistas titulares de, no mínimo, oitenta e cinco por cento (85%) das Debêntures, em conjunto com a totalidade dos Agentes Financeiros; e

vii) celebrar aditamento ao presente Contrato previsto no item 1.2.1 acima até o vigésimo (20º) dia do mês em que for observado o disposto no item 1.2.1.1 acima ou, se o prazo for menor, até o quinto (5º) dia útil após o envio dos comprovantes do disposto no item 1.2.1.1 na forma do item 1.2.1.2 acima.

9.2.1 O Agente Fiduciário e/ou Unibanco poderão proceder às notificações mencionadas no item 9.2 acima, bem como à notificação prevista no item 9.2.2 abaixo, caso a Cosern não o faça, correndo todos os custos e despesas por conta da Cosern.

9.2.1.1 Na hipótese de a Cosern não obter o registro deste Contrato e/ou seus aditamentos até o décimo (10º) dia útil posterior à respectiva data de assinatura, o

BVA Depto Jurídico
Inaú - ABA ROC Validado

MICROFILMADO
147849
991802 13-08-04 2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

Agente Fiduciário e/ou o Unibanco deverão tomar todas as providências necessárias para obtenção do referido registro nos cartórios competentes da Cidade de Natal, São Paulo e Rio de Janeiro, correndo todos os custos e despesas por conta da Cosern.

9.2.2 Na hipótese de a Cosern se utilizar de Novos Agentes, além daqueles descritos nos Anexos II e IV deste Contrato, a Cosern deverá notificar previamente o Agente Fiduciário e o Unibanco de tal utilização, bem como notificar os novos Agentes Arrecadadores e/ou Instituições Financeiras na forma do item 9.2.1 acima. Na notificação dirigida ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, a Cosern deverá identificar claramente a conta corrente que será utilizada para o depósito dos recursos recebidos em pagamento das Contas de Energia pelos Novos Agentes. A Cosern obriga-se, ainda, a não utilizar outra conta corrente para esse fim sem a prévia e expressa notificação do Agente Fiduciário e do Unibanco, bem como a fazer com que os Novos Agentes observem o disposto no presente item.

9.2.3 Na hipótese prevista no item 5.4 acima, o Agente Fiduciário e/ou o Unibanco deverão notificar os Consumidores da existência do presente penhor, na forma do Anexo IX ao presente Contrato, às expensas da Cosern.

9.2.3.1 No primeiro dia útil de cada mês, contado a partir da data de assinatura do presente Contrato, a Cosern obriga-se a encaminhar ao Agente Fiduciário e ao Unibanco, em meio eletrônico, lista contendo as seguintes informações atualizadas sobre os três mil (3.000) maiores Consumidores: (i) razão social ou nome completo; (ii) número do CNPJ/MF ou do Cadastro de Pessoas Físicas do Ministério da Fazenda (CPF/MF); (iii) número do respectivo contrato de fornecimento de energia; e (iv) endereço completo.

9.3 A Cosern por este ato declara ser única e exclusiva titular de todos os Bens Empenhados aos Debenturistas e aos Agentes Financeiros, presentes ou futuros, e que tais Bens Empenhados são livres e desembaraçados de qualquer ônus ou gravame, judicial ou extrajudicial, bem como não contêm qualquer restrição à cessão e/ou penhora ou condição de qualquer natureza que possa obstar ou inviabilizar o pleno exercício dos direitos e prerrogativas definidos neste Contrato.

9.3.1 A Cosern por este ato ainda declara que todas as informações por ela prestadas são verdadeiras e suficientes para a constituição do penhor referido na Cláusula 1 acima, e inclusive, mas não somente, que todas as Instituições Financeiras,

Contas Empenhadas e Agentes Arrecadadores existentes na data de celebração do presente Contrato estão listados nos Anexos II, III e IV deste Contrato respectivamente.

9.4 As disposições da Escritura de Debêntures complementam o presente Contrato para efeito de interpretação e perfeito entendimento dos negócios aqui tratados, ainda que o presente Contrato seja autônomo para fins de execução da garantia aqui prevista.

9.5 Ficam expressamente revogadas todas as disposições do Contrato de Cobrança, exceto as constantes do item 2.6 do referido contrato. Na hipótese de conflito entre as referidas disposições e as disposições deste Contrato, deverão prevalecer estas últimas.

9.6 A Cosern assume integral responsabilidade pela existência e regularidade dos Créditos descritos no item 1.1 deste Contrato, obrigando-se ainda, sob as penas da lei, a não os ceder, gravar, transferir ou por qualquer forma negociar, a qualquer título, com terceiros, sem o prévio e expresso consentimento do Agente Fiduciário e do Unibanco.

9.7 Este Contrato entrará em vigor na data de sua assinatura e assim permanecerá até o integral adimplemento das obrigações da Cosern sob as Debêntures e o Contrato BNDES/FINEM.

9.8 Sem prejuízo da indenização devida em caso de inadimplemento de qualquer uma das cláusulas do presente Contrato, a Parte prejudicada poderá exigir da Parte inadimplente, se cabível, a execução específica da obrigação devida.

9.9 Sem prejuízo de execução específica e indenização por perdas e danos, caso a Cosern, o Agente Fiduciário ou o Unibanco descumpram suas obrigações previstas neste Contrato, estarão sujeitos à multa de dois por cento (2%) sobre o saldo devedor das Debêntures.

9.9.1 As Partes desde já reconhecem a possibilidade de execução específica das obrigações de qualquer das Partes, a qual responderá pelas perdas e danos causadas às Partes pelo descumprimento de tais obrigações.

9.10 Qualquer alteração ao presente Contrato só será considerada válida e eficaz se feita por escrito e assinada por todas as Partes.

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

9.11 Os direitos de cada Parte previstos neste Contrato (i) são cumulativos com outros direitos previstos em lei, a menos que expressamente os excluam; e (ii) só admitem renúncia específica e por escrito, inclusive para os fins do artigo 1.436, parágrafo primeiro do Código Civil. O não exercício, total ou parcial, de qualquer direito decorrente do presente Contrato não implicará novação da obrigação ou renúncia ao respectivo direito por seu titular.

2º OFÍCIO DE NOTAS Avenida Tiradentes de Lira Fone 222-2220 Natal - RN

9.12 Se qualquer disposição deste Contrato for considerada inválida e/ou ineficaz, as Partes deverão envidar seus melhores esforços para substituí-la por outra de conteúdo similar e com os mesmos efeitos. A eventual invalidade e/ou ineficácia de uma ou mais cláusulas não afetará as demais disposições do presente Contrato.

9.13 Na hipótese de ocorrência de qualquer controvérsia judicial envolvendo o presente Contrato, os Credores deverão contratar de comum acordo escritório de advocacia de reputação reconhecida para representá-los em juízo e em conjunto, devendo compartilhar entre si todas as despesas inerentes, incluindo, mas não se limitando a, honorários advocatícios e despesas com perícias, na mesma proporção da respectiva dívida garantida.

9.14 Todas as notificações decorrentes deste Contrato deverão ser feitas por escrito e serão consideradas eficazes: (i) quando entregues pessoalmente à Parte a ser notificada, mediante protocolo; ou (ii) após cinco (5) dias contados (a) da postagem de carta com aviso de recebimento à Parte a ser notificada, ou (b) da transmissão da notificação por fax à Parte a ser notificada, desde que acompanhada de postagem do original por carta registrada. Para efeito de qualquer notificação, observar-se-ão os dados abaixo fornecidos pelas Partes, que poderão ser alterados por notificação enviada por uma Parte à outra:

AGO 2004 1.357.946

Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern
At.: Sr. Erik da Costa Breyer
Rua da Candelária, nº 65 – 16º andar
Rio de Janeiro – RJ
Fax.: (21) 2516-9486
E-mail: ebreyer@cosern.com.br

Planner Corretora de Valores S.A.
Sr. Artur Martins de Figueiredo

Natal - RN ROC Jurídico

991802 13-08-04 MICROFILMADO
14784
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

Av. Paulista nº 2.439 – 11º andar
São Paulo - SP
Fax: 11 3060-9575
e-mail: afigueiredo@plannercorretora.com.br

Banco do Brasil S.A.
At.: Sr. Luis Carlos Bonelli
Av. Rio Branco, 510
Natal - RN
Fax nº: (84) 221-2045 e (84) 201-0795
e-mail: bonelli@bb.com.br

Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.
At.: José Romeu Del Moro Robazzi
Av. Eusébio Matoso 891, 9º andar
Cep 05423-901, São Paulo - SP
Fax: (11) 3814-0528
E-mail: jose.robazzi@unibanco.com

Banco Alfa de Investimentos S.A.
At.: Fernando Spinetti
Al. Santos 466, 9º andar
Cep 01418-000, São Paulo/SP
Fax: (11) 3175-5971
E-mail: corpfin@bancoalfa.com.br

Banco Sudameris Brasil S.A.
At.: Roberta Maria Mello
Av. Paulista 1000, 2º andar
Cep 01310-100, São Paulo - SP
Fax: (11) 3170-9745
E-mail: roberta.mello@sudameris.com.br

Banco Itaú BBA S.A.
At.: Carolina Marques do Lago
Av. Brigadeiro Faria Lima 3.400, 3º andar
Cep 04538-132, São Paulo - SP
Fax: (11) 3708-8343

12 AGO 2004 357946

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

E-mail: cmlago@itaubba.com.br

Banco ABC Brasil S.A.
At.: Marcelo Alberto Couto
Av. Paulista 37, 14º andar
Cep 01311-902, São Paulo - SP
Fax: (11) 3170-2001
E-mail: marceloc@abcbrasil.com.br

Banco BVA S.A.
At.: Pedro Coutinho
Rua Jerônimo da Veiga 45, 10º andar
Cep 04536-000, São Paulo - SP
Fax: (11) 3079-6019
E-mail: pcoutinho@bancobva.com.br

9.15 Este Contrato será regido pelo direito brasileiro.

9.16 As Partes elegem o Foro da Comarca da Capital do Estado de São Paulo para dirimir quaisquer questões oriundas deste Contrato.

As Partes firmam o presente Contrato em quatorze (14) vias de igual teor e conteúdo, na presença das duas (2) testemunhas abaixo assinadas.

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: José Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

Por: Afonso José Walker Penti
Cargo: Superintendente Financeiro

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo: Procuradora

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por: Lillian Márcia Machado
Cargo: Procuradora

Por: Flávio Kazuaki Matsushita
CPF. 906.284.118-04
Superintendente Jurídico

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti
Cargo: Gerente Geral

12 AGO 2004
1357979
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS

31

991802 13-08-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

Cargo: Cargo:

Por: Por:
Cargo: Cargo:

2º OFÍCIO DE NOTAS
Fone: 222-2280
Natal - RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd.rj.com.br

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por:
Cargo: JOSÉ AUGUSTO F DOS SANTOS
CPF 238.183.[illegible]-91

Por:
Cargo: LUIZ ANTONIO WANDERLEY
CPF 108.158.481-53

12 AGO 2004
4557[illegible]
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS

BANCO DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo: Gustavo Cromwell Dantas Tinoco
Gerente de Agência
CPF: 200.953.814-72

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773.671/DN

2.
Nome:
RG: 293.500 ITEP/RN

E:\@\01214\07503\7503co_penhor13_exigências.doc

BVA Depto. Jurídico
Itaú - BBA BBA Jurídico

32

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira, 86
Fone: 222-2220
Natal - RN

9918021 3-08-04

VIA EXCEDENTE

6.º RTD - RUA BUENOS AIRES, 56 - 4º ANDAR - CENTRO - RJ
TELEFONE: (21) 2233-7878 / www.6rtd-rj.com.br
REGISTRADO EM MICROFILME SOB O Nº E DATA DECLARADOS À MARGEM. O QUE CERTIFICO.

☐ Sônia Maria Andrade dos Santos - Oficiala
☒ Paulo César Andrade dos Santos - 1º Substituto
CTPS nº 26.122/024-RJ
☐ Marco André de A. S. Santos - 2º Substituto
CTPS nº 25276/015-RN

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd.rj

TRIBUNAL DE JUSTIÇA - RJ
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA
REGISTRAL
LAF
RFS88162

SERVIÇO NOTARIAL E REGISTRAL
2º OFÍCIO DE NOTAS
AV. TAVARES DE LIRA, 86 - RIBEIRA
NATAL/RN - FONE: (084) 222-2220
Apresentado hoje, Protocolado e Registrado
em Microfilme sob Nº 147843
Natal, 11 AGO. 2004

VALIDO SOMENTE COM SELO DE AUTENTICIDADE E FISCALIZAÇÃO

MARLUCE OLÍMPIO FREIRE - OFICIAL
KARINA OLÍMPIO FREIRE QUEIROZ DE BRITO - SUBSTITUTA
CLÉCIA ALVES FREIRE RAMALHO - SUBSTITUTA

TRIBUNAL DE JUSTIÇA DO RIO GRANDE DO NORTE
Selo de Autenticidade
CORREGEDORIA
ATO REGISTRAL/NOTARIAL
AAL 95268

Karina Olímpio F. Queiroz de Brito
SUBSTITUTA

EMOL	R$ 5.048,24
F. D. J.	R$ 1.966,16
FRMP	R$ 1.062,79
FCRCPN	R$ 49,30
AR	R$
TOTAL	R$ 8.077,19

4º REGISTRO MEDEIROS

4º Oficial de Registros de Títulos e Documentos e Civil de Pessoa Jurídica
Rua Dr. Miguel Couto, 44 - São Paulo
Tel.: 3241-0033 - CEP 01008-010 - Centro

Apresentado hoje, protocolado e registrado em microfilme sob nº **4657946**

São Paulo, 12 AGO 2004

Escrevente Autorizado 05597761

Emol.....: 5.048,24
Estado/RC/TJ: 1.966,16
Ipesp.....: 1.062,79
TOTAL.....: 8.077,19
SELOS E TAXAS RECOLHIDOS POR VERBA

991802 13-08-04 MICROFILMADO

147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO I

Este Anexo I é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

LISTA DE CONSUMIDORES

São Paulo, 4 de agosto de 2004

José Roberto Bezerra de Medeiros
Diretor Presidente

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: Afonso José Walker
Cargo: Superintendente Financeiro

Por:
Cargo:

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo: Procuradora

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por:
Cargo: Lillian Márcia Machado
Gerente

Por: Flávio Kazuaki Morashashi
Cargo: CPF. 906.284.118-04
Superintendente

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti
Cargo: Gerente Geral

Por:
Cargo:

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd-rj.com.br

Banco Itaú BBA
ROC
Jurídico

* ASSINATURA DO SR FERNANDO GOMES NUNES DIRETOR DO BANCO ITAÚ BBA S A

991802 13-08-04 MICROFILMADO 147849

2º OFÍCIO DE NOTAS RTD NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por:
Cargo: JOSE AUGUSTO FIDOS SANTOS
CPF 230.183.967-91

Por:
Cargo: LUIZ ANTONIO WANDERLEY
CPF 153.198.481-53

2º OFÍCIO DE NOTAS
Tabeliã Maria de Lira
Fone: 222-2223
Natal - RN

BANCO DO BRASIL S.A.

Por: Gustavo Cromwell Dantas Nunes
Gerente de Agência
CPF: 200.953.844-72
Cargo:

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773-671/RN

2.
Nome:
RG:

Itaú - BBA
RCC
Jurídico

PROTOCOLO
AGO 2004
155794

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd-rj.com.br

9918021 3-08-04

MICROFILMADO

1 / 7 8 4 9
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

NOME	CPF/CNPJ	TIPO VIA	NOME VIA	Nº	COMPLEMENTO	BAIRRO	MUNICIPIO	CEP	CONTRATO	PRAZO	VALOR	GRUPO
PETROLEO BRASILEIRO S/A	33000167000101	RU	PROJET 006/POLO INDUSTRIAL DE GUAMARE	1	UN RNCE - GUAMARE/ UN RNCE - CANTO DO AMARO	ZONA RURAL	GUAMARE	59598000	0000794015	07/2007	2.429.996,85	A
PETROLEO BRASILEIRO S/A VICUNHA NORDESTE S.A	33000167000101	RU	PROJET 093/CAMPO PROD CANTO DO AMARO	1	AMARO	ZONA RURAL	MOSSORO	59608600	0001060015	08/2005	1.450.281,02	A
INDUSTRIA TEXTIL	07232199000789	RO	RN 160 KM 1,4	1		ZONA RURAL	EXTREMOZ	59575000	0001540114	11/2004	1.202.906,05	A
PETROLEO BRASILEIRO S/A	33000167000101	RO	RN 118	5	PETROBRAS UN RNCE ALTO DO RODRIGUES	ZONA RURAL	RODRIGUES	59587000	0858529493	04/2005	672.253,39	A
TAPETINGA AGRO INDUSTRIAL	08933140000298	AV	CENTENARIO	1		ZONA RURAL	MOSSORO	59600000	0006976016	12/2004	481.184,98	A
COATS CORRENTE LTDA	61148052000447	RO	RN 160 KM 02	1		ZONA RURAL	EXTREMOZ	59575000	0001793012	03/2006	443.922,02	A
COMPANHIA DE TECIDOS NORTE DE MINAS	23877520001229	AV	BACHAREL TOMAZ LANDIM	1		JARDIM AGUA	SAO GONCALO DO AMARANTE	59705000	0000101010	12/2007	427.746,87	A
COATS CORRENTE LTDA	61148052000285	RU	DA FOSFORITA	2377	POTILANDIA	LAGOA NOVA	NATAL	59060000	0000861019	04/2006	329.332,99	A
GUARARAPES CONFECCOES S.A.	08403943000152	RO	BR 101/DISTRITO INDUSTRIAL	1		DISTRITO INDUSTRIAL	EXTREMOZ	59575000	0000936013	04/2005	324.350,88	A
SACOPLAST SACOS DO NE S/A	08039911000109	RO	BR 101 KM 11	3	SACO PLAST	PARQUE DE EXPOSICOES	PARNAMIRIM	59150000	0000453013	08/2004	252.214,09	A
UFRN	24567110001183	AV	CAPITAO MOR GOUVEIA	3000		LAGOA NOVA	NATAL	59076400	0000361011	05/2006	246.315,45	A
PETROLEO BRASILEIRO S/A	33000167000101	RU	ENGENHEIRO ROBERTO FREIRE 013/CAMPO CONCEICAO/SAL CRISTAL	1	UN RNCE - SALINA CRISTAL/ UNIDADE CONSUMIDORA DA PETROBRAS	ZONA RURAL	MACAU	59500000	0001291017	05/2005	240.996,92	A
PETROLEO BRASILEIRO S/A NORTEX INDUSTRIA E COMERCIO AS	33000167000101	PO	RIACHO DA FORQUILHA	1		ZONA RURAL	APODI	59900000	0850953724	01/2007	224.936,33	A
	24520300000132	RO	RN 160 KM 90	1		IGAPO	SAO GONCALO DO AMARANTE	59600000	0850386706	02/2007	199.088,00	A
M DIAS BRANCO IND. E COM. DE ALIMENTOS LTDA.	07206816002673	AV	ENGENHEIRO HILDEBRANDO DE GOIS	117	CIGARREIRA DIXIETOGA NORDESTE S/A	RIBEIRA	NATAL	59010700	0002439018	03/2006	188.210,46	A
LAMINOR S/A	05553211000175	RU	PROJET 049/ENTROCAMENTO BRS1012/04	1306	DISTRITO INDUSTRIAL	ZONA RURAL	PARNAMIRIM	59150000	0852016388	06/2006	177.473,53	A
COTEMINAS-CIA. DE TECIDOS NORTE DE MINAS POTIPORA AQUACULTURA LTDA	22677520001903	RO	BR 304 KM 05	5	COTEMINAS	ZONA RURAL	MACAIBA	59280000	0850366846	06/2004	170.641,98	A
	08599017000153	EZ	ESPERA NOVA	1	POTIPORA 69KV	ZONA RURAL	PENDENCIAS	59900000	0852105113	09/2006	167.258,50	A
TEXITA II	08861855000134	RO	BR 101 KM 07	2		EMAUS	PARNAMIRIM	59150000	0000475017	06/2007	164.603,59	A
SIMAS INDUSTRIAL DE ALIMENTOS S/A	08486621000181	RO	BR 304 KM 296	1		ZONA RURAL	MACAIBA	59280000	0851251197	04/2005	161.717,24	A
GAERN IIQUI	08834865000135	EU	PROJET 091/ LAGOA DO IIQUI	1	CAPTACAO DO IIQUI	NEOPOLIS	NATAL	59080000	0000275018	01/2005	151.224,97	A
COATS CORRENTE LTDA. POTIGUAR ADM. DE SHOPPING CENTERS LTDA.	24583486600028	RU	PROJET 019/ MACAIBA (GRA)	6		ZONA RURAL	MACAIBA	59280000	0000608017	04/2006	143.995,30	A
	40811672000114	RO	BR 101	1		NEOPOLIS	NATAL	59067750	0001330017	02/2005	140.006,61	A
BOMPRECO PRUD MORAIS	13004310066543	AV	PRUDENTE DE MORAIS	3720	HIPER BOMPRECO - ADMINISTRACAO	TIROL	NATAL	59000000	0000441017	07/2005	139.711,33	A
BOMPRECO S/A SUPERMERCADOS DO NORDESTE	13004310066693	AV	ENGENHEIRO ROBERTO FREIRE	2824	HIPER BOM PRECO	CAPIM MACIO	NATAL	59080400	0850725837	07/2004	137.282,05	
DIXIE TOGA S/A	02760191000190	RU	PROJET 049/ENTROCAMENTO BRS1012/04	1304		ZONA RURAL	PARNAMIRIM	59150000	0002180014	04/2005	129.928,16	

991802 13-08-04 MICROFILMADO

2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

POTIPORA AQUACULTURA LTDA	04899037000134	AV	ALBA PINHEIRO DE MIRANDA	5			CONJUNTO NOVO	PENDENCIAS SAO GONCALO DO AMARANTE	59504000	08519612224		05/2006		124.303,19	A			
TEXTIL INDUSTRIAL S.A. HIPERMERCADO CARREFOUR NATAL	12987030000176	RO	RN 160 KM 03 BR 101 /CENTRO	1	DISTRITO INDUSTRIAL	IGAPO		59000000	08509663997		10/2007		131.677,64	A			
	45540915600181	RO	ADMINISTRATIVO	2		LAGOA NOVA	NATAL	59080000	08019010110		03/2007		127.008,87	A			
CIA BRASILEIRA DE BEBIDAS FILIAL SG DO AMARANTE						PASSAGEM DA VILA												
AS SAO PAULO ALPARGATAS S/A	05922000004352	RU	DISTRITO INDUSTRIAL	1	AMBEV		EXTREMOZ	59060000	08012780110		08/2005		125.570,34	A			
	61079817015714	AV	SALGADO FILHO PROJETADA/CONTAS A RECEBER	4501		NEOPOLIS	NATAL	59086000	08006870116		10/2005		120.788,56	A			
CAERN - ADUTORA EB 1	08334385000133	RU		1		CENTRO	ASSU	59650000	08024260113		11/2005		115.678,39	A			
EMPRESA BRAS. INFRA-ESTRUTURA AEROPORTUARIA	00352294002849	AV	AEROPORTO BRIGADEIRO AUGUSTO SEVERO	2		EMAUS	PARNAMIRIM	59150000	08025170116		02/2006		104.176,99	A			
PREFEITURA MUNICIPAL DE MOSSORO	08348971000139	RU	ILUMINACAO PUBLICA PADRONIZADA	1		CENTRO	MOSSORO	59600000	08519638634		INDETERMINADO		100.544,20	B			
TECIDOS LIDER COM REP LTDA	01480360000109	AV	LADRO MONTE PROJETADA / CAMPO	20		ABOLICAO	MOSSORO	59619000	08018620110		07/2007		96.825,62	A			
PETROLEO BRASILEIRO S/A	33000167000101	RU	PRODUCAO DE UPANEMA	1	UN RNCE - UPANEMA	ZONA RURAL	UPANEMA	59675000	08012980111		02/2005		95.889,55	A			
CAERN	08334385000135	RO	RN 160 KM 45	1		ZONA RURAL	EXTREMOZ	59575000	08013540114		09/2006		90.780,25	A			
PETROLEO BRASILEIRO S/A AQUATICA MARICULTURA DO BRASIL LTDA	33000167000101	RU	PROJET 016/CAMPO PROD LORENA/UP/RAMENT. AQUATICA MARICULTURA DO BRASIL LTDA	1	UN RNCE - LORENA	ZONA RURAL	GOVERNADOR DIX SEPT ROSADO	59790000	08011194018		09/2004		85.851,85	A			
	00668697000173	FZ		1	DISTRITO INDUSTRIAL IAPASA IND DE PAPEIS SA	ZONA RURAL	PENDENCIAS	59000000	08516176071		10/2005		81.033,72	A			
INPASA	08321894000150	RO	BR 304 KM 11	2	TELEMAR, EDIFICIO SEDE	PARQUE DE EXPOSICOES	PARNAMIRIM	59150000	08004621012		01/2005		70.418,68	A			
TELEMAR/RN	33000118001655	AV	PRUDENTE DE MORAIS	757		TIROL	NATAL	59020400	08006125010		11/2005		69.174,80	A			
MARINE MARICULTURA DO NORDESTE	08459341000225	ET	BARRA DE CUNHAU	2		BARRA DE CUNHAU	CANGUARETAMA	59190000	08013490115		08/2004		67.917,37	A			
SUPERMERCADO NORDESTAO	08038563001234	RU	LEONCIO ETELVINO DE MEDEIROS	1		CAPIM MACIO	NATAL	59078570	08002490110		03/2008		67.513,03	A			
POTIGUAR ADM. DE SHOPPING CENTERS LTDA	40611632000114	RO	BR 101	2		NEOPOLIS	NATAL	59067756	08013710119		02/2005		67.066,42	A			
CAERN - LAGOA NOVA II	08334385000135	AV	CAPITAO MOR GOUVEIA	17		LAGOA NOVA	NATAL	59075400	08008274011		02/2007		62.356,59	A			
ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO	08012280865	PC	SETE DE SETEMBRO	3	FORUM SEABRA FAGUNDES	CIDADE ALTA	NATAL	59025300	08023218817		S/CONTRATO		60.619,88	A			
TRIBUNAL DE JUSTICA DO RN	08564459000105	RU	DOS TOROROS	4	LAGOA NOVA	LAGOA NOVA	NATAL	59065550	08511868091		03/2005		59.129,68	A			
SALINOR - SALINAS DO NORDESTE S.A.	09994427000302	RU	PROJET 006/ AV B (GRAJ	4	SALINELHA DO ALAGAMAR	PORTO DE SAO PEDRO	MACAU	59500000	08006660019		04/2006		58.525,93	A			
USINA ESTIVAS	08058802000164	VI	ESTIVAS	2		USINA ESTIVAS	AREZ	59120000	08005180118		07/2005		58.199,59	A			
SALINOR - SALINAS DO NORDESTE S.A.	09994427000302	RU	PROJET 083/PARQUE SALINA	1		ZONA RURAL	MOSSORO	59600000	08001010018		12/2004		55.768,12	A			
BONOR - IND. DE BENEFICIAMENTO NORDESTE	10868610000165	RU	FCO. MENESCAL	1														
			CARCINICULTURA	339		SANTOS REIS	PARNAMIRIM	59150000	08004650114		09/2007		55.513,14	A			
A.G. HOTEIS E TURISMO LTDA	08899448000196	AV	SENADOR DINARTE MARIZ	4		PARQUE DAS DUNAS - VIA COSTEIRA	NATAL	59090001	08016780118		07/2007		51.2[illegible]	A			

2º OFÍCIO DE NOTAS
Natal - RN

1 / 7 8 4 3

12460
1357946

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

9918021 3-08-04

CAERN-ESTAÇÃO ELEVATÓRIA BAIXO	08334085000135	RO	RN 160 KM 45	?		ZONA RURAL	EXTREMOZ	39575000	08013600019	09/2006		50.294,86	A		
RECAUCHUTADORA PETROBRAS UN RNCE BASE MOI	33000167006101	RO	BR 304 KM 46	1		ZONA RURAL	MOSSORO	59600000	08013246011	01/2005		50.282,53	A		
CAERN - PUREZA	08334085000135	RU	PROJET 001/PUREZA (GRA)	1	CAPTACAO	PUREZA	PUREZA PORTO DO	59582000	08008870123	03/2007		49.286,25	A		
MARICULTURA TROPICAL HOSPITAL DO CORAÇÃO DE	03983844000198	PO	LOGRADOURO	1	MARICULTURA TROPICAL	LOGRADOURO	MANGUE	59070000	08509158867	09/2007		49.047,29	A		
NATAL HOSPITAL CENTER	00820737000150	RU	CORONEL AURIS COELHO	258	NATAL HOSPITAL	LAGOA NOVA	NATAL	59075050	08923366014	01/2008		47.116,70	A		
SIC LTDA	02109397008180	AV	AFONSO PENA	754	CENTER	TIROL	NATAL	59090000	08512163911	03/2008		46.936,93	A		
NATALINVEST INVESTIMENTOS TURISTICOS SA	04437317000140	AV	SENADOR DINARTE MARIZ	5527	CARLTON NATAL HOTEL	PARQUE DAS DUNAS - VIA COSTEIRA	NATAL	59090081	08922766011	11/2007		46.123,69	A		
JUSTIÇA FEDERAL DE PRIMEIRO GRAU NO RN	05441836000165	RU	DOUTOR LAURO PINTO	345	JUSTICA FEDERAL	LAGOA NOVA	NATAL	59064250	08014770123	01/2008		45.438,13	A		
MARINE CULTURA VOLTA POTIGUAR/SP	05534678000178	PZ	VOLTA DO REMANSO	1	BASE AEREA DE	CABAÇO	PENDENCIAS	59000000	08510770366	09/2006		45.290,40	A		
BASE AEREA DE NATAL	08394419010173	AV	AEROPORTO BRIGADEIRO EDUARDO GOMES	2	NATAL	EMAUS	PARNAMIRIM	59136000	08008250318	07/2005		45.113,41	A		
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	08272195000105	RU	PROJET 046/PARQUE A FERNANDES (GRA)	1	SECRETARIA DA AGRICULTURA	ZONA RURAL	PARNAMIRIM PORTO DO	59150000	08008260177	04/2006		44.664,23	A		
MARICULTURA TROPICAL	03983844000198	SI	LOGRADOURO	0	MARICULTURA TROPICAL LTDA	ZONA RURAL NOSSA SENHORA DA APRESENTACAO	MANGUE	59070000	08511401172	09/2005		43.818,47	A		
SC IND E COM DE ALIMENTOS LTDA	05649206000165	RO	BR 101	1	CAFE SANTA CLARA	VILA SANTA CATARINA	NATAL	59000000	08023166013	08/2006		42.050,05	A		
PETROLEO BRASILEIRO S/A	33000167006101	RU	PROJET 009/ CAMPO DE PROD DE SERRARIA	1	UN RNCE - SERRARIA	SERRA DO MEL	SERRA DO MEL	59683000	08010691011	05/2005		41.971,04	A		
MUCURIPE PESCA LTDA.	02372820000268	RU	CHILE	66		RIBEIRA	NATAL	59012250	08023720210	12/2005		41.262,19	A		
BASE NAVAL DE NATAL	00394502003721	RU	SILVIO PELICO	1	CASA DE SAUDE SAO	ALECRIM	NATAL	59040150	08003510116	07/2006		41.234,87	A		
CASA SAUDE SAO LUCAS POTIGUAR ALIMENTOS DO	08319320000121	RU	MAXARANGUAPE	614	LUCAS	TIROL	NATAL	59020160	08008182010	01/2008		39.198,89	A		
MAR LTDA	40706985000106	RU	CHILE	164		RIBEIRA CIDADE DA ESPERANCA	NATAL	59012250	08005610107	01/2006		39.040,87	A		
PETROLEO BRASILEIRO S/A	33000167006101	AV	EUSEBIO KOCHA	2	PIRAMIDE PALACE	NATAL	NATAL	59064190	08003130112	08/2004		38.824,70	A		
PIRAMIDE PALACE HOTEL LTDA	18869428000129	AV	SENADOR DINARTE MARIZ	1717	HOTEL	PONTA NEGRA	NATAL	59088000	08017990113	01/2006		38.457,29	A		
SUPERMERCADO NORDESTAO	08078363005858	AV	SENADOR SALGADO FILHO	1656		LAGOA NOVA	NATAL	59056000	08005370119	05/2005		37.052,78	A		
APEC - ASSOCIACAO POTIGUAR EDUCACAO E CUL	08480070000140	RU	GENERAL FRANCISCO MONTEIRO	327		LAGOA NOVA	NATAL	59056030	08013552015	01/2008		36.608,36	A		
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	08241754000145	AV	SENADOR SALGADO FILHO	2	PRONTO SOCORRO CLOVIS SARIM	TIROL FAZENDA PEDROSA	NATAL	59056000	08023370110	12/2004		36.569,74	A		
DESTILARIA B FORMOSA	08247215000113	FZ	PEDROSA	1		BAIA FORMOSA	BAIA FORMOSA	59194000	08006440119	07/2005		36.309,82	A		
CENTRO DE LANÇAMENTO DA BARREIRA DO INFERNO	00394429000193	RO	ROTA DO SOL/CLBI	1		PIUM	PARNAMIRIM	59150000	08008580110	09/2004		36.311,09	A		
HOTEL PARQUE DA COSTEIRA	08895405000101	AV	SENADOR DINARTE MARIZ PROJET 002/JARDIM DO	?	HOTEL PARQUE DA COSTEIRA	PARQUE DAS DUNAS - VIA COSTEIRA	NATAL	59090001	08008314013	05/2007		36.274,89	A		
MEDEIROS S/A - INDUSTRIA E COMERCIO	08167080000130	RU	SERIDO (GRA)	1		ZONA RURAL	JARDIM DO SERIDO	59340000	08007570110	02/2007		36.274,89	A		

2º OFÍCIO DE NOTAS
Av. Tavares de Lira, 52 - Cidade Alta
Fone: 222-2220
Natal - RN

Itaú BBA
RJDC
Jurídico

37

99180213-00-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

RAFITEX	08501770000137	RU	JOAO CORDEIRO	3	HOSPITAL UNIVERSITARIO UFRN	SANTO ANTONIO	MOSSORO	59600000	00009903018	06/2007		34.795,68	A	
UFRN	24365710000183	AV	NILO PECANHA	620	HUOL	PETROPOLIS	NATAL	59012300	00005670107	12/2006		34.225,30	A	
COSERN	08324196000181	RU	MERMOZ	150	SEDE COSERN	CIDADE ALTA	NATAL	59025250	00000001015	12/2005		33.870,25	A	
MARICULTURA RIOGRANDENSE LTDA	04399493000135	PO	VARZEA DA EMA	1		ZONA RURAL	MOSSORO	59900000	08511168338	02/2008		33.441,60	A	
CAERN - ADUTORA EE-1	08334385000135	RU	PROJET 002NISIA FLORESTA	1	EB - 1 M EXPEDITO	ZONA RURAL	NISIA FLORESTA	59164000	00059669016	10/2005		33.296,80	A	
APEC ASSOCIACAO POTIGUAR EDUCACAO E CUL	08480871000140	AV	MARECHAL FLORIANO PEIXOTO	295	UNP	PETROPOLIS	NATAL	59012500	00004040010	01/2008		33.102,96	A	
CAPUCHE EMPREENDIMENTOS LTDA	70142276000260	RU	HISTORIADOR FRANCISCO FAUSTO DE SOUZA	1		CAPIM MACIO	NATAL	59062260	00018635015	02/2005		32.355,18	A	
CAERN	08334385000135	RU	PROJETADA (GRA)	1	CAERN RLS - EE 1, 2, 3 ETA	ZONA RURAL	PEDRO VELHO	59196000	00008636010	09/2006		31.893,07	A	
REFINASOUTO SAL LTDA	03403643000207	RO	BR 110	230	KM 32,8	ZONA RURAL	AREIA BRANCA	59655000	08502117289	01/2005		31.756,69	A	
LOJAS RACHUELO S/A	32300549211901	RU	JOAO PESSOA	254	ANEXO RACHUELO	CIDADE ALTA	NATAL	59025500	00000111010	01/2005		31.712,04	A	
PETROLEO BRASILEIRO S/A	33000167000101	AV	EUSEBIO ROCHA	100	PETROBRAS	ESPERANCA	NATAL	59064100	00001280115	04/2005		31.309,33	A	
SUPERMERCADO NORDESTAO	08036363000858	RU	TRAIRI	342		PETROPOLIS	NATAL	59020150	00008320017	05/2005		31.197,72	A	
EMBRATEL	33530486012216	RU	JUNDIAI	383	EMBRATEL	TIROL	NATAL	59020120	00001179019	01/2008		30.998,60	A	
PRODUMAR	08492693000159	RU	CHILE	128		RIBEIRA	NATAL	59012250	00002590012	05/2007		30.707,13	A	
CAERN	08334385000135	RU	PROJ 078, BOSQUE DOS NAMORADOS (GRA)	1	ESTACAO ELEVATORIA DUNAS	BOM PASTOR	NATAL	59000000	00002810018	12/2004		30.049,53	A	
NORTE PESCA S/A	10777183000100	RU	CHILE	186		RIBEIRA	NATAL	59012250	08506847139	11/2007		29.317,07	A	
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	08241754000145	RU	PROJET 126HOSPITAL TANCREDO NEVES	1		AEROPORTO	MOSSORO	59600000	00008834011	12/2004		29.235,07	A	
TRIBUNAL REGIONAL DO TRABALHO	02544693000182	AV	CAPITAO MOR GOUVEIA	1738	SEDE DO TRIBUNAL REGIONAL DO TRABALHO	LAGOA NOVA	NATAL	59074400	00019370014	05/2006		28.855,40	A	
SOL HOTEIS TURISMO LTDA	08593088000663	AV	SENADOR DINARTE MARIZ	4077	NAMA PLAZA HOTEL EST ALTO E BAIXO	PARQUE DAS DUNAS - VIA COSTEIRA	NATAL	59090001	09000300011	12/2004		28.518,79	A	
CAERN	08334385000135	RU	PROJET 007GARGALHEIRA AGARI	1	RECAUQUE GARGALHEIRAS	GARGALHEIRAS CIDADE DA ESPERANCA	ACARI	59370000	00009003012	10/2005		28.451,78	A	
SENAI	03784680000412	AV	CAPITAO MOR GOUVEIA	1489	SESI/SENAI	ESPERANCA	NATAL	59000500	09004141011	12/2008		28.447,79	A	
SANTA CLARA IND. E COM. DE ALIMENTOS LTDA	40932080000110	RO	BR 304 KM 31	3	DISTRITO INDUSTRIAL	ZONA RURAL	MOSSORO	59600970	00015666016	08/2007		28.418,52	A	
CAERN	08334385000135	RU	EDUARDO MENDES	1		NOVA BETANIA ZZZZ MORRO BRANCO	MOSSORO	59600000	00009448017	07/2006		27.995,93	A	
CEFET	24370371000121	AV	ZZZZZ HERMES DA FONSECA	1559			NATAL	59000000	00005809012	01/2008		27.640,59	A	
CAERN	08334385000135	AV	FRANCISCO MOTA	1506		PINTOS	MOSSORO	59600000	00019660114	02/2007		27.465,60	A	
CAERN - P-18	08334385000135	LO	JOAO XXIII	1	POCO 18	BARROCAS I	MOSSORO	59600000	00009710114	03/2007		27.191,29	A	
COMPLEXO EDUCACIONAL HENRIQUE CASTRICIAN	08340515000225	RU	CAPITAO ABDON NUNES	2000		TIROL	NATAL	59014540	00014310113	03/2007		27.113,15	A	
CAERN - CENTRO ADMINISTRATIVO	08334385000135	RO	BR 101 CENTRO ADMINISTRATIVO	16		LAGOA NOVA	NATAL	59086000	00002859010	05/2006		27.020,35	A	

2º OFÍCIO DE NOTAS
Autênticos
Tavares Cavalcanti, 245
Fone: 222-2220
Natal - RN

Natal - RN
RQC
Juridico

991802 13-08-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RJD - NATAL/RN

HOSPITAL MATERNIDADE PRO-MATER LTDA	70076967000109	RU	SAO JOSE	1979	PROMATER	LAGOA NOVA	NATAL	59054630	0001773011	12/2004		26.934,24	A	
HAP. HOSPITAL ANTONIO PRUDENTE DE NATAL	08452435000189	RU	PRESIDENTE QUARESMA PROJET 007/MONTE ALEGRE	930		ALECRIM	NATAL	59031150	0002377012	01/2005		26.815,57	A	
CAERN - AQUARIUM AQUICULTURA DO BRASIL LTDA	08334385000135	RU	(GRA)	3		ZONA RURAL	MONTE ALEGRE	59154000	0002061016	10/2005		26.642,74	A	
LIGA NORTE RIOGRANDENSE CONTRA O CANCER	04152514000109	PD	VARZEA DA EMA	1	LIGA NORTE RIOGRANDENSE CONTRA O CANCER	ZONA RURAL	MOSSORO	59000000	0851063692	12/2007		26.593,67	A	
CAERN-ESTAÇÃO ELEVATORIA RESERVATORIO R-14	08428765000139	AV	MIGUEL CASTRO	1385		DIX-SEPT ROSADO	NATAL	59062000	0850136386	12/2004		26.544,13	A	
CAMANOR PRODUTOS MARINHOS LTDA	08334385000135	AV	BACHAREL TOMAZ LANDIM	406	CJ PQ DOS COQUEIROS EST ELEV R - 14	SENHORA DA APRESENTACAO	NATAL	59164000	0001559010	10/2005		26.446,11	A	
INSS PETROBRAS UN RNCE CAMPO PAJEU	08594814000103	FZ	CANA BRAVA B. CUNHAU	2	FAZENDA CANA BRAVA	BARRA DE CUNHAU	CANGUARETAMA	59190000	0858032956	07/2006		26.234,76	A	
	08210764000120	RU	APODI	2159	GERENCIA EXECUTIVA	CIDADE ALTA	NATAL	59023170	0001361015	09/2005		26.111,77	A	
	33000167000101	RU	PROJET 119/CAMPO PAJEUS BR 405 (GRA)	1		ZONA RURAL	MOSSORO	59600000	0001943014	Baixado		26.005,32	A	
3º CENTRO INTEGR. DEFESA AEREA CONTR. TRAFEGO	00394429000959	AV	TORQUATO TAPAJOS (SETOR OESTE DA BASE AEREA)	1	DESTACAMENTO DE PROTEÇAO AO VOO DE NATAL	ZONA RURAL	PARNAMIRIM	39150000	0008526014	07/2006		25.889,86	A	
EDIFICIO CASA DA INDUSTRIA	33564543001820	AV	SENADOR SALGADO FILHO	2860		LAGOA NOVA	NATAL	59063000	0000018015	04/2005		25.832,29	A	
INDUFAL - IND FARMACEUTICA AMORIM LTDA	08378184000130	AV	ALBERTO MARANHAO	1		SANTO ANTONIO	MOSSORO	59600000	0001041017	08/2005		25.560,53	A	
CAERN NORTE SALINEIRA S.A. IND. COM. NORSAL	08334385000135	RU	CORONEL JOAQUIM TEIXEIRA	659		CENTRO	LAJES	59555000	0851436263	INDETERMINADO		25.522,07	B	
PREFEITURA MUNICIPAL DE NATAL	08240021001129	RO	BR 110 KM 3	2		ZONA RURAL	AREIA BRANCA	59655000	0001595016	01/2005		25.500,80	A	
POTIGUAR ALIMENTOS DO NORTE	08149310500136	RU	PROJET 088/LAGOA JOSE SARNEY (GRA)	1	SEMOV PMN	POTENGI	NATAL	59000000	0001715011	01/2006		25.441,56	A	
MAR LTDA	40796985000106	FZ	GAIGARA	1	FAZENDA GAIGARA	ZONA RURAL	SAO BENTO DO NORTE	59900000	0851319603	04/2005		25.367,17	A	
PM DE SERRA DO MEL DESATIVADA	12755971000120	VI	ESPIRITO SANTO	1	CJ STA CATARINA HOSPITAL DR JOSE PEDRO FERREI	VILA ESPIRITO SANTO	SERRA DO MEL	59643000	0001488015	07/2007		25.365,42	A	
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	08241754011067	RU	ARAQUARI	1		POTENGI	NATAL	59000000	0000432018	03/2005		25.359,98	A	
U S I B R A S	08385720000117	AV	DO CONTORNO	4		ABOLICAO II	MOSSORO	59600000	0001073019	11/2006		25.319,92	A	
PETROBRAS UN RNCE ASO MIGUEL	33900167000101	SI	SAO MIGUEL PROJET 096/BARRAGEM A.R.	2	POCO DE PETROLEO	ZONA RURAL	MOSSORO	59600000	0850121792	Baixado		25.057,08	A	
CAERN CAERN - ADUTORA EB-3 E EB-5	08334385000135	RU	GONCALVES	3	EB - III / V-M	ZONA RURAL	JUCURUTU	59330000	0002460015	08/2005		25.006,90	A	
	08334385000135	RU	PROJET 092/ BOA SAUDE	3	EXPEDITO ENG. AV SENADOR SALGADO FILHO, 1559	ZONA RURAL	BOA SAUDE	59260000	0002076012	10/2005		24.856,63	A	
CEFET	24437021001123	AV	ZZZZZ BERNARDO VIEIRA	1559	TIROL	ZZZZ MORRO BRANCO	NATAL	59000000	0000370010	03/2005		24.537,24	A	
CAERN APEC - ASSOCIAÇÃO POTIGUAR EDUCACAO E CUL	08334385000135	RU	PROJET 128/CAERN P15A (QUARTEL PM)	1		AEROPORTO	MOSSORO	59600000	0000469010	02/2007		24.456,23	A	
	08480071000140	RU	GENERAL FRANCISCO MONTEIRO	371		LAGOA NOVA	NATAL	59056030	0002285010	01/2008		24.446,00	A	

2º OFÍCIO DE NOTAS
Natal - RN

BVA Depto Jurídico
Itaú - BBA BCO Jurídico

991802 13-08-04 MICROFILMADO

2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD. NATALINA

TRIBUNAL DE CONTAS DO RIO GRANDE DO NORTE	08241780000105	AV	INTERVENTOR MARIO CAMARA	2550		CIDADE DA ESPERANCA ALTO DO SUMARE	NATAL	59004600	08001226012	S/CONTRATO		24.388,29	A
CAERN	08534385000135	RU	SILAS ALFAIATE	1	POCO 21/R		MOSSORO	59600000	08009659014	01/2006		24.300,22	A
BANCO DO BRASIL S/A	00000000441058	AV	RIO BRANCO	1		CIDADE ALTA	NATAL	59025000	08009180114	01/2005		23.814,00	A
MERCANTIL REBOUCAS LTDA	02821480000187	AV	ALBERTO MARANHAO	2537		BOM JARDIM	MOSSORO	59600000	08009894019	12/2007		23.778,56	A
PRAIAMAR HOTEIS E TURISMO LTDA	10699056000130	RU	ELIA BARROS	33		PONTA NEGRA	NATAL	59090100	08017360019	12/2007		23.773,00	A
PESQUEIRA CORDONE LTDA	05777614000186	FZ	SANTO ALBERTO	2	FAZ. SANTO ALBERTO	ZONA RURAL	SENADOR ELOI DE SOUZA	59000000	08513548187	06/2005		23.715,96	A
ADIBA	01992578000167	RO	RN 118	1		ZONA RURAL	ALTO DO RODRIGUES	59507000	08014550010	02/2007		23.653,95	A
CAERN - P - 19/R.	08534385000135	AV	SENADOR PETRONIO PORTELA	4	POCO 19/R.	ABOLICAO	MOSSORO	59634500	08009148011	11/2005		23.548,55	A
AGRICOLA CAIAZEIRA LTDA	00478500000293	RO	RN 413 KM 25	1		ZONA RURAL	GROSSOS	59675000	08014640019	06/2006		22.827,96	A
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	08241754011807	RO	BR 101 /CENTRO ADMINISTRATIVO	6		LAGOA NOVA	NATAL	59080000	08003977016	03/2005		22.786,88	A
MAXIRO ATACADISTAS S/A SUPERMERCADO	47427653004706	AV	DAS ALAGOAS	9		NEOPOLIS	NATAL	59086200	08022268134	07/2005		22.721,27	A
NORDESTAO LTDA	08058963000858	RU	PRESIDENTE BANDEIRA	717	NORDESTAO	ALECRIM	NATAL	59057201	08002340010	12/2004		22.422,87	A
CAERN - P - 11 A/R 2.1	08534385000135	RU	MANOEL LEONARDO	1	POCO 11A / R-2.1	ABOLICAO	MOSSORO	59619220	08008953016	10/2005		22.368,62	A
CAMANOR PRODUTOS MARINHOS LTDA	08558814000317	FZ	PEIXE PEIXE BOI	1		ZONA RURAL	MACAU	59060000	08509616764	10/2007		21.949,19	A
CAIXA ECONOMICA FEDERAL	00360305003553	RU	JOAO PESSOA	208		CIDADE ALTA LAGOA DO MATO	NATAL	59025500	08002108019	05/2005		21.913,30	A
CAERN - P - 08A/R.1.2 SUPERMERCADO	08534385000135	RU	CAPITAO LUIZ FIRMINO	1			MOSSORO	59600000	08009145013	08/2006		21.656,15	A
NORDESTAO	08038963000181	TV	ANTONIO BASILIO	1		LAGOA NOVA	NATAL	59056380	08002330013	05/2005		21.606,28	A
HOSPITAL PAPI PRONTO-SOCORRO E CLINICA	08472320000150	AV	AFONSO PENA PROJET.0100/JOAO CAMARA	766		PETROPOLIS	NATAL	59020100	08002510019	01/2005		21.333,31	A
CAERN	08534385000135	RU	BR.101 /CENTRO (GRA)	3		ZONA RURAL	JOAO CAMARA	59550000	08008863018	02/2007		21.318,32	A
HIPERMERCADO CARREFOUR NATAL	45543915006899	RO	BR.101 /CENTRO ADMINISTRATIVO	1		LAGOA NOVA	NATAL	59080000	08019502016	02/2005		21.260,42	A
CAERN	08534385000135	RO	BR.304 - POSTO N SENHORA DOS IMPOSSIVEIS	1	ADUTORA DA CAERN	ZONA RURAL	ITAJA	59530000	08018050018	10/2005	A	21.239,57	A
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	08241754001145	AV	SENADOR SALGADO FILHO	1	HOSPITAL WALFREDO GURGEL	TIROL	NATAL	59056000	08009921014	12/2004	A	21.181,73	A
COSERN	08324196860181	RO	BR 304 KM 01	1	SE PARNAMIRIM	PARQUE DE EXPOSICOES	PARNAMIRIM	59139000	08005976734	INDETERMINADO		21.088,20	A
CAIXA ECONOMICA FEDERAL	30360305000104	RU	CORONEL GURGEL	8		CENTRO	MOSSORO	59600200	08010970018	07/2007		21.004,87	A
MARSOL HOTEIS E TURISMO LTDA	09094268000130	AV	SENADOR DINARTE MARIZ	1567	HOTEL MAR SOL	PARQUE DAS DUNAS - VIA COSTEIRA	NATAL	59090002	08001559018	12/2004		20.962,23	A
SEBRAE	08059774000110	AV	LIMA E SILVA	76		LAGOA NOVA	NATAL	59063350	08001760010	12/2004		20.817,69	A
CAPRICORNIO SA	60745411000804	ET	DE EXTREMOZ	2300	LOT JARDIM PROGRESSO CAPRICORNIO SA	NOSSA SENHORA DA APRESENTACAO	NATAL	59000000	08019360018	11/2004		20.714,59	A
ESCOLA SUPERIOR DE AGRICULTURA DE MOSSORO	24529265000140	AV	PRANCISCO MOTA	1		PRESIDENTE COSTA E SILVA	MOSSORO	59600000	08009390013	04/2007		20.621,17	A

1478 49

2º OFÍCIO DE NOTAS
Natal - RN

991802 13-03-04

MICROFILMADO

1 7 7 8 4 9

2º OFÍCIO DE NOTAS

RTD - NATAL/RN

CAERN	08334385000135	RU	NOVA DESCOBERTA	36	CAPTAÇAO E.E.	CENTRO	AFONSO BEZERRA	59510000	02896100014	INDETERMINADO	20.576,60	B		
C & A MODAS LTDA	45742914007452	AV	RIO BRANCO	659		CIDADE ALTA	NATAL	59025003	00016972011	07/2006	20.468,71	A		
CIA DE AGUAS E ESGOTOS DO RIO GRANDE DO NORTE	08334385000135	RU	PROJET.002/ JARDIM DE PIRANHAS (GRA)	3	SISTEMA ADUTOR DA CAERN - EB 1 PIRANHAS-CAICO	ZONA RURAL	JARDIM DE PIRANHAS	59324000	08502708395	11/2007	20.453,60	A		
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	08241754000145	AV	DEODORO DA FONSECA	730		CIDADE ALTA	NATAL	59025600	00003800016	12/2004	20.381,35	A		
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	08241754000145	AV	ALMIRANTE ALEXANDRINO DE ALENCAR	10		TIROL	NATAL	59015330	00003447019	12/2004	20.343,42	A		
CAERN	08334385000135	RO	BR 304 KM 44	2	POCO 24 (PETROBRAS)	BOM JESUS	MOSSORO	59608000	00009740113	05/2007	20.304,65	A		
ARMIL MINERACAO DO NORDESTE LTDA	01079684000104	RO	RN 227 KM 05	1		ZONA RURAL	PARELHAS	59940000	00022400127	02/2005	20.020,98	A		
CAERN	08334385000135	RU	PROJET.005/MONTANHAS (GRA)	1	CAERN RLS - EE S.I.6	ZONA RURAL PRESIDENTE	MONTANHAS	59198500	00008440112	03/2004	19.961,38	A		
CAERN - P - 227R	08334385000135	AV	PROFESSOR ANTONIO CAMPOS	3		COSTA E SILVA	MOSSORO	59600000	00009750110	11/2005	19.935,61	A		
PREFEITURA MUNICIPAL DE SAO GONCALO DO AMARAN	08079402000135	RU	ILUMINACAO PUBLICA PADRONIZADA	1		CENTRO	SAO GONCALO DO AMARANTE	59785000	08514160001	INDETERMINADO	19.858,46	B		
SUPERMERCADO NORDESTAO LTDA	08036363000858	AV	BACHAREL TOMAZ LANDIM	26		IGAPO DOM JAIME CAMARA	NATAL	59104000	00001040119	12/2004	19.791,50	A		
CAERN - ADUTORA EB 2	08334385000135	RO	BR 304 KM 49	1			MOSSORO	59600000	00002460017	10/2005	19.775,03	A		
SUPERMERCADO NORDESTAO	08036363000181	ET	DA REDINHA	6		REDINHA	NATAL	59000000	00002410116	05/2005	19.678,35	A		
REAL COMERCIO E INDUSTRIA DE BEBIDAS LTDA	08037388000120	RO	BR 304 - KM 5,8	1	REAL COMERCIO E INDUSTRIA DE BEBIDAS LTDA	ZONA RURAL	MACAIBA	59000000	08513445943	06/2005	19.657,32	A		
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	24232866004588	AV	PEDRO ALVARES CABRAL	1	CJ PQ DOS COQUEIROS HOSP Mª ALICE FERNANDES	SENHORA DA APRESENTACAO	NATAL	59080000	00020780115	06/2005	19.590,75	A		
CAIXA ECONOMICA FEDERAL	00360305167291	RU	JUNQUEIRA AIRES	334		RIBEIRA	NATAL	59000000	00001290116	10/2007	19.403,63	A		
CAERN	08334385000135	PO	TAMBAU	1	ESTAÇAO DE CAPTAÇAO DE AGUA-CAERN	TAMBAU	MACAU	59500000	08510070108	07/2006	19.130,30	A		
LOJAS AMERICANAS S/A	33014556006712	AV	RIO BRANCO	363	LOJAS AMERICANAS	CIDADE ALTA	NATAL	59025061	08002222011	01/2008	19.089,32	A		
CAERN	08334385000135	AV	PIRATININGA	1	POCO CAERN	LAGOA AZUL	NATAL	59060000	00012390118	12/2006	19.063,54	A		
RIFOLES PRAIA HOTEL LTDA - EPP	08549328000162	RU	CORONEL INACIO VALE	8847	RIFOLES PRAIA HOTEL LTDA-EPP	PONTA NEGRA	NATAL	59090640	00025440116	12/2005	19.045,45	A		
POTIPORA AQUACULTURA LTDA	04899037000154	PO	SAO JOSE	270	POTIPORA	SAO JOSE	TOUROS	59584000	08522291232	09/2006	19.036,74	A		
NORTE PESCA S/A	10777183000290	RU	CHILE	188	NORTE PESCA	RIBEIRA	NATAL	59012250	00002520113	07/2004	18.948,51	A		
HOSPITAL - POLICLINICA PROF. LUIZ SOARES	08408247000159	RU	SILVIO PELICO	181		ALECRIM	NATAL	59040150	00000050110	12/2004	18.923,20	A		
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	08241769000165	RU	RIO DO SUL	3		ALECRIM CIDADE DA ESPERANCA	NATAL	59000000	00004140118	01/2008	18.873,28	A		
SALINOR - SALINAS DO NORDESTE S.A.	45994442040202	RU	PROJET.006/ AV B (GRA) ALMIRANTE ALEXANDRINO	1	CBGMD	PORTO DE SAO PEDRO	MACAU	59500000	00006560111	04/2005	18.565,60	A		
WESTON INDUSTRIA ALIMENTICIA LTDA	08408981600197	AV	DE ALENCAR	866		LAGOA SECA	NATAL	59022350	00000720112	07/2005	18.395,63	A		
UNIAO E REFINACAO NACIONAL DE SAL LTDA	04406714000135	SI	SENEGAL	42	DAVI ALVES DE LIMA	ZONA RURAL	MOSSORO	59600000	08506229114	10/2004	18.156,32	A		

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira
Fone: 223-2220
Natal - RN

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

991802 13-08-04

PEDREIRA POTIGUAR LTDA	02349047000163	SI	PAU FERRO/MACAIBA	1		ZONA RURAL	MACAIBA	59290000	00019500010	10/2005		18.092,13	A		
TRIBUNAL DE CONTAS DO ESTADO - TCE	12978037000178	AV	PRESIDENTE GETULIO VARGAS	690	SEDE DO TRIBUNAL DE CONTAS DO RN	PETROPOLIS	NATAL	59012360	0850794154	09/2005		18.050,90	A		
					CENTRO DE CONVENCOES DE NATAL	PARQUE DAS DUNAS - VIA COSTEIRA									
COOBOTUR	02957810000166	AV	SENADOR DINARTE MARIZ	2		ALTO DA CONCEICAO	NATAL	59090001	08000721010	12/2004		17.994,08	A		
SOCEL	08249708000192	AV	RIO BRANCO	1			MOSSORO	59600000	08099948014	01/2008		17.773,51	A		
TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL	05059018000151	PC	ANDRE DE ALBUQUERQUE	534		CIDADE ALTA	NATAL	59025380	08003735010	05/2008		17.729,26	A		
A FERREIRA INDUSTRIA COMERCIO EXPORTACAO LTDA	08564981000101	RO	BR 304 KM 36	2		ZONA RURAL	MOSSORO	59600000	08014859011	01/2008		17.696,27	A		
DIMENSIONE BEACH RESORT	05767037000134	RU	DA PRAIA	150	CANTEIRO DE OBRAS	PONTA NEGRA	NATAL	59060000	08518111044	11/2005		17.591,58	A		
NOLEM COM IMP EXP LTDA	01924267000738	FZ	NOVA CALIFORNIA	1		ZONA RURAL	MOSSORO	59600000	08023430011	02/2007		17.478,44	A		
TELEMAR / RN	33000118001635	RU	TRINTA DE SETEMBRO	1	CENTRAL / MOSSORO	CENTRO	MOSSORO	59600060	08010251015	01/2006		17.382,13	A		
GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	24519654000194	RO	BR 101 /CENTRO ADMINISTRATIVO	12	SEDE	LAGOA NOVA	NATAL	59080000	08003540017	12/2005		17.277,19	A		
OLAM BRASIL LTDA	03907225200528	RU	OURO BRANCO	730	OLAM DO BRASIL LTDA	CENTRO	SAO PAULO DO POTENGI	59440000	08520558960	06/2005		17.222,98	A		
NORTE SALINEIRA S.A. IND. COM. NORSAL	08249021000129	RO	BR 110 KM 1	3		ZONA RURAL	AREIA BRANCA	59635000	08011540012	01/2008		17.128,69	A		
UNIBEC COLEGIO SANTO ANTONIO	10847382000119	RU	APODI	330		CIDADE ALTA	NATAL	59025170	08002150013	01/2005		17.033,59	A		
AQUATEC INDUSTRIAL PECUARIA LTDA	12700266000126	AV	DO PONTAL	1		BARRA DE CUNHAU	CANGUARETAMA	59190000	08508449025	05/2005		17.024,45	A		
CAERN BEAT 2 GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE	08334385000135	RU	PROJETADA/CONTAS A RECEBER	1	BEAT - 2 M.OESTE	CENTRO, CIDADE DA ESPERANCA	TRIUNFO POTIGUAR	59695000	08024199017	11/2005		16.790,15	A		
	08282865000108	AV	CAPITAO MOR GOUVEIA	1			NATAL	59000000	08013567013	12/2004		16.695,78	A		
PREFEITURA MUNICIPAL DE MACAU	08184434000109	RU	ILUMINACAO PUBLICA PADRONIZADA	1	CENTRAL ELEVATORIA	CENTRO PORTO DE SAO PEDRO	MACAU	59500000	08514066760	INDETERMINADO		16.665,50	B		
SALINOR - SALINAS DO NORDESTE S.A.	09994427000302	RU	PROJET 006/ AV B (ORA)	3			MACAU	59500000	08006580114	04/2005		16.653,35	A		
CIABRASAL	01168828000130	RU	JORGE CAMINHA	88		CENTRO	AREIA BRANCA	59635000	08015110017	06/2007		16.633,68	A		
F IKEDA	00169231000305	RO	BR 304	1		ZONA RURAL	MACAIBA	59280000	08022169015	06/2007		16.563,07	A		
HOTEL FORTO DO MAR CONSTRUCAO	10724342000108	AV	SENADOR DINARTE MARIZ	455		PARQUE DAS DUNAS - VIA COSTEIRA	NATAL	59090000	08016220010	10/2005		16.559,35	A		
COSERN	08324196000181	AV	AIRTON SENNA	0	SE JIQUI	CIDADE VERDE	PARNAMIRIM	59000000	08505380115	INDETERMINADO		16.383,87	B		
G EMPREENDIMENTOS E TURISMO LTDA	01409627000163	AV	SENADOR SALGADO FILHO	1773	HOTEL RESIDENCE	LAGOA NOVA	NATAL	59065000	08000720019	03/2005		16.372,02	A		
CIEMARSAL IND COM EXP SAL LTDA	40802126000285	RU	PROJET 002/GROSSOS (GRA)	2		ZONA RURAL	GROSSOS	59675000	08011250010	09/2004		16.324,03	A		
PREFEITURA MUNICIPAL DE EXTREMOZ	08232176000177	RU	ILUMINACAO PUBLICA PADRONIZADA	1		CENTRO	EXTREMOZ	59575000	08523292911	INDETERMINADO		16.308,94	B		
TRIBUNAL DE JUSTIÇA DO RN	08349439000185	RC	SETE DE SETEMBRO	4	TRIBUNAL JUSTICA	CIDADE ALTA	NATAL	59025500	08008384011	12/2005		16.120,87	A		
CAERN	08334385000135	RO	BR 110	1	CAERN	ZONA RURAL	MESSIAS TARGINO	59600000	08506082871	01/2006		16.008,50	A		

OFÍCIO DE NOTAS
Fone
Natal - RN

INTERNET

42

PREFEITURA MUNICIPAL DE PAU DOS FERROS	08148421000176	RU	ILUMINACAO PUBLICA PADRONIZADA	1	COMPLEXO BIOMEDICO DA MATERNIDADE	CENTRO	PAU DOS FERROS	99900000	0852169952	INDETERMINADO	15.910,89	B		
UFRN	24365710000183	A/V	HELO PECANHA	270		PETROPOLIS	NATAL	99012300	0000363014	12/2004	15.898,20	A		
DELMONTE FRESH PRODUCE BRASIL LTDA.	72417216000266	R/O	RN 118 KM 17	1		ZONA RURAL	IPANGUACU	99508000	0001548019	11/2006	15.887,05	A		
CAERN-BARRAGEM PAU DOS FERROS	08343850001135	RU	PROTET 016/ PAU DOS FERROS (GRA)	3		ZONA RURAL	PAU DOS FERROS	99950500	0000917010	07/2006	15.809,94	A		
MOVIE CINEMAS 1 LTDA-EPP	79142780001189	RU	HISTORIADOR FRANCISCO FAUSTO DE SOUZA	0	CANTEIRO PRAIA SHOPPING	PONTA NEGRA	NATAL	99882260	0851437004	08/2005	15.744,34	A		
F. SOUTO INDUSTRIA E COMERCIO	08248949000106	RU	PROJET 115/ALINA MARANHAO (GRA)	3		ZONA RURAL	GROSSOS	99675000	0001490010	01/2005	15.691,19	A		
SUPERMERCADO NORDESTAO LTDA	08030650000858	A/V	DOUTOR JOAO MEDEIROS FILHO	2774	CI STA CATARINA	POTENGI	NATAL	99158200	0000089010	12/2004	15.634,58	A		
GRANJA CMD LTDA	17727145000410	RU	SENADOR DINARTE MARIZ	34		VALE DO SOL	PARNAMIRIM	99156000	0001648012	07/2007	15.572,31	A		
HENRIQUE LAGE SAUINEIRA	08225849000175	SI	FURADO DAS CONCHAS	1		ZONA RURAL	CARNAUBAIS	99665000	0000596019	10/2005	15.599,96	A		
HOSPITAL REGIONAL DE CURRAIS NOVOS (SEC.	08241739000105	RU	PROJET 015/CURRAIS NOVOS (GRA)	8	HOSPITAL REGIONAL DE CURRAIS NOVOS	ZONA RURAL	CURRAIS NOVOS	99380000	0000980115	S/CONTRATO	15.453,29	A		
COSERN	08324196000181	A/V	MARANGUAPE	1	SE EXTREMOZ	DISTRITO INDUSTRIAL	EXTREMOZ	99000000	0000576393	INDETERMINADO	15.433,15	B		
MOLITIA INDUSTRIA E COMERCIO S/A	03659969000193	R/O	BR 304 KM 369/ DIST. INDUST.	9999		ZONA RURAL	MACAIBA	99000000	0001974997	05/2005	15.351,72	A		
CIA DE AGUAS E ESGOTOS DO RIO GRANDE DO NORTE	08343850001135	R/O	RN 288	1	EB 2 - SISTEMA ADUTOR PIRANHAS/CACO	ZONA RURAL	JARDIM DE PIRANHAS	99924000	0650108727	11/2007	15.320,98	A		
CAERN	08343850001135	RU	PROJET 005/PENDENCIAS(GRA)	3	CAP ALCANORTE	ZONA RURAL	PENDENCIAS	99504000	0001293010	01/2008	15.312,44	A		
CERSEL - UNIDADE DE LATICINIOS SANTANA	08094445000109	RU	PROJET 015/CURRAIS NOVOS (GRA)	7		ZONA RURAL	CURRAIS NOVOS	99380000	0001578014	11/2004	15.308,42	A		
CAERN	08343850001135	RU	CORONEL SOLON	10		CENTRO	AREIA BRANCA	99655000	0001859016	04/2006	15.179,16	A		

17.505,76

99180213-08-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Fone/Fax

BVA
Depto Jurídico

Itaú - BBA
ROC
Jurídico

PONTEDA
12 AGO 2008
155796

43

991802 13-08-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO II

Este Anexo II é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

LISTA DE INSTITUIÇÕES FINANCEIRAS

Razão Social	CNPJ	Contrato de Cobrança	Endereço completo
Caixa Econômica Federal	00.360.305/0001-04	s/n	Setor Bancário Sul, Quadra 04, Lote 3 e 4, Brasília - DF
Banco do Brasil S/A	00.000.000/0716-17	008/CO/98	Av.Pres.Bandeira 372, Alecrim, Natal, RN
Bradesco S/A	60.746.948/0001-12	015/CO/99	Cidade de Deus s/n, Vila Yara, Osasco, São Paulo, SP
ABN Amro Real S/A	33.066.408/0001-15	030/CO/2000	Av.Paulista 1374, São Paulo, SP
Banco do Estado de São Paulo	61.411.633/0080-80	CO-025/2000	Av. Rio Branco, 704 – Centro Natal/RN
Banco Itau S/A	60.701.190/0001-04	CO-027/2000	Rua Boa Vista, 176 – São Paulo – SP
HSBC Bamerindus S.A	01.701.201/0001-89	010/CO/98	Rua Trav. Oliveira Belo, 11B 4º andar – Centro, Curitiba/PR
Banco Sudameris Brasil S/A	60.942.638/0001-73	CO-003/2003	Av. Paulista, 1000 – 13º andar, São Paulo – SP
União de Bancos Brasileiro S/A	33.700.394/0001-40	CO-026/2000	Av. Euzébio Matoso, 891 – Pinheiros – São Paulo – SP
Banco Mercantil do Brasil S/A	17.184.037/0001-10	007/CO/99	Rua Rio de Janeiro, 654 – Centro, Belo Horizonte – MG
Banco Cooperativo do Brasil S/A	02.038.232/0001-64	CO-001/2003	SCS – Quadra 06, Bloco A, 50, Edifício Sofia - 4º andar , Brasília - DF

MICROFILMADO
991802 13-08-04
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: José Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

Por: Afonso José Walker
Cargo: Superintendente Financeiro

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo: Procuradora

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por: Lillian Márcia Machado
Cargo: Gerente

Por: Flávio Kazuaki Morashashi
CPF 906.284.118-04
Cargo: Superintendente

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti
Cargo: Gerente Geral

Por:
Cargo:

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por: JOSÉ AUGUSTO P DOS SANTOS
Cargo: CPF 236.183.967-91

Por: LUIZ ANTONIO WANDERLEY
Cargo: CPF 108.058.648-52

6º OFÍCIO REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS www.6rtd-rj.com.br
Itaú BBA BOC Jurídico
12 AGO 2004 135796
1º REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS

991802 13-08-04 MICROFILMADO
17849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD. NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

BANCO DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo: Gustavo Cromwell Dantas Tinôco
Gerente de Agência
CPF: 200.953.844-72

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773.671/RN

2.
Nome:
RG: 393.500 IFP/RN

Itaú - BBA
RJDC
Jurídico

6º OFÍCIO
REGISTRO DE
TÍTULOS E
DOCUMENTOS
www.6rtdpj.com.br

BVA
Depto Jurídico

991802 13-08-04

MICROFILMADO

147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO III

Este Anexo III é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

LISTA DAS CONTAS EMPENHADAS

Conta Corrente	Agência	Banco	Respectivo Agente Arrecadador
206414-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	Banco do Brasil S/A
3456-8	0321	Bradesco S/A	Bradesco S/A
970220-6	0211	ABN Amro Real S/A	ABN Amro Real S/A
0133-0	0034	Caixa Econômica Federal	Caixa Econômica Federal
205120-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	Pagfácil S/A
205128-1	0022-1	Banco do Brasil S/A	Medeiros & Dantas Ltda
205123-0	0022-1	Banco do Brasil S/A	Service Pague Ltda
206414-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos
205124-9	0022-1	Banco do Brasil S/A	Multpag Serviços Ltda
206414-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	Cooperativa de Crédito Rural do Seridó Ltda - Credseridó
205125-7	0022-1	Banco do Brasil S/A	JR Serviços Ltda
206414-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	Banco do Estado de São Paulo
206414-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	Banco Itau S/A
206414-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	HSBC Bamerindus S.A
206414-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	Banco Sudameris Brasil S/A
206414-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	União de Bancos Brasileiro S/A
206414-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	Banco Mercantil do Brasil S/A
206414-6	0022-1	Banco do Brasil S/A	Banco Cooperativo do Brasil S/A

47

991802 13-08-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
NATAL-RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: Afonso José Walker
Cargo: Superintendente Financeiro

Por: José Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo: Procuradora

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por:
Cargo: Cilliani Márcia Machado

Por: Flávio Kazuaki Morashashi
Cargo: CPF: 906.284.118-04

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti
Cargo: Gerente Geral

Por:
Cargo:

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por: JOSÉ AUGUSTO PIRES SANTOS
Cargo: CPF 286.183.967-91

Por: LUIZ ANTONIO WANDERLEY
Cargo: CPF 105.158.481-53

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtdj.com.br

MICROFILMADO
147849

991802 13-08-04

2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

BANCO DO BRASIL S.A.

Por: Gustavo Cromwell Dantas Tinôco
Cargo: Gerente de Agência
CPF: 200.953.644-72

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773.671/RN

2.
Nome:
RG:

Itaú / BBA
ROC
Jurídico

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd.rj.com.br

12 AGO 2004 1357949
PROTOCOLO MANUAL
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS

2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO IV

Este Anexo IV é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

LISTA DE AGENTES ARRECADADORES

Razão Social	CNPJ	Contrato de Arrecadação	Endereço Completo
Pagfácil S/A	05.567.792/0001-02	008/CO/99	Rua Pres.Bandeira 339, 2°and – sl B, Alecrim, Natal, RN, CEP: 59040-220
Service Pague Ltda	02.642.691/0001-52	007/CO/98	Rua Romualdo Galvão 1000, sl 01/02, Titol, Natal, RN, CEP: 59022-100
Medeiros & Dantas Ltda	10.729.903/0001-61	s/n	Av.Cel Martiniano 779, Centro, Caicó, RN, CEP: 59300-000
JR Serviços Ltda	02.611.433/0001-09	004/CO/98	Rua Maria da Glória s/n, Goianinha, RN, CEP: 59173-000
Multpag Serviços Ltda	02.210.977/0001-69	009/CO/98	Rua Jundiaí 473, Tirol, Natal, RN, CEP: 59020-120
Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos	34.028.316/0025-80	4600005742	Av.Hildebrando de Góis 221, Ribeira, Natal, RN, CEP: 59010-900
Cooperativa de Crédito Rural do Seridó Ltda - Credseridó	24.210.569/0001-40	018/CO/98	Praça Des.Tomaz Salustino 184, Currais Novos, RN, CEP: 59000-000

2º OFÍCIO DE NOTAS
AGO 2004
RTD - NATAL/RN
5 7 9 4 6

991802 13-00-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

2º OFÍCIO DE NOTAS
Autenticação
Tavares de Lira
Fone: 222-2220
Natal - RN

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por:
Cargo: José Roberto Bezerra de Medeiros
Diretor Presidente

Por: Afonso José Walter
Cargo: Superintendente Financeiro

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo: Procuradora

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por: Lillian Márcia Machado
Cargo: gerente

Por: Flavio Kazuaki Morashashi
CPF: 906.284.118-04
Cargo: Superintendente

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. S. Spinetti
Cargo: Gerente Geral

Por:
Cargo:

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por: JOSÉ AUGUSTO E [illegible] SANTOS
Cargo: CPF 256.182.[illegible]-91

Por: LUIZ ANTONIO WANDERLEY
Cargo: CPF [illegible].153.481-53

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd-rj.com.br
Unibanco BBA
ROC
Jurídico
51

6º REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
PROTOCOLO INTEGRADO
12 AGO 2004
1557946

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
NATAL RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

BANCO DO BRASIL S.A.

Por: Gustavo Cromwell Dantas Tinoco
Gerente de Agência
CPF: 200.953.844-72
Cargo:

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773.671/RN

2.
Nome:
RG: 383.500 ITEP/RN

ROC Itaú BBA Jurídico

6º OFÍCIO REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS www.6rtd.rj.com.br

6º REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
12 AGO 2004
135798

991S0213-08-04

ANEXO V

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTO - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Natal - RN

Este Anexo IV é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

PROCURAÇÃO POR INSTRUMENTO PÚBLICO

Pelo presente instrumento público de mandato, **COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN**, com sede na Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, na Rua Mermoz, nº 150, Baldo, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda ("CNPJ/MF") sob nº 08.324.196/0001-81, neste ato representada na forma de seu estatuto social (doravante designada "Outorgante"), nomeia e constitui como seus procuradores, **PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.**, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Av. Paulista, 2439, 11º andar, inscrita no CNPJ/MF sob nº 00.806.535/0001-54 e **UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.**, instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Eusébio Matoso, 891, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 33.394/0001-40, ("Outorgados"), outorgando-lhes, nos termos do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças, celebrado entre a Outorgante, os Outorgados, Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e o Banco do Brasil S.A., em **[DATA]** ("Contrato"), poderes de mandato em "causa própria" para, em conjunto ou isoladamente, em caso de declaração de vencimento antecipado e/ou atraso no pagamento de qualquer obrigação pecuniária das Debêntures e/ou do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES/FINEM nº 61.928 ("Contrato BNDES/FINEM"): (i) transferir recursos oriundos de pagamento dos Créditos, conforme definido no Contrato, de qualquer conta corrente para a Conta Caução ou para outra conta corrente aberta para pagamento das Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM; (ii) sacar ou transferir recursos da Conta Caução para pagamento das Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM; e (iii) praticar qualquer outro ato necessário para que os recursos oriundos de pagamento dos Créditos sejam depositados, ou transferidos na ou para a Conta Caução ou na ou para a Conta Compartilhada, conforme o caso, e utilizados para pagamento das Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM. Ficam os Outorgados autorizados a praticar todos os atos necessários ao bom e fiel cumprimento deste mandato, sendo-lhes expressamente vedado substabelecer, no todo ou em parte, os poderes aqui outorgados. Este mandato é válido

BVA Depto Jurídico
Itaú BBA ROC Jurídico

53

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

até que sejam cumpridas todas as obrigações oriundas das Debêntures e do Contrato BNDES/FINEM. O presente instrumento de procuração é outorgado de forma irrevogável e irretratável, como condição da emissão das Debêntures e do Contrato BNDES/FINEM, nos termos do artigo 684 do Código Civil.

Natal, [DATA]

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: Afonso José Walker
Cargo: Superintendente Financeiro

Por: José Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo: Procuradora

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por: Lillian Márcia Machado
Cargo: Gerente

Por: Flávio Kazuski Morashashi
CPF 906.284.118-04
Cargo: Superintendente

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti
Cargo: Gerente Geral

Por:
Cargo:

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd.rj.gov.br
54

RTDC Jurídica

MICROFILMADO

991802 13-08-04

147849

2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por: JOSÉ AUGUSTO F DOS SANTOS
CPF 236.183.967-91
Cargo:

Por: LUIZ ANTONIO MANDELEY
CPF 148.153.481-53
Cargo:

BANCO DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo: Gustavo Cromwell Dantas Tinoco
Gerente de Agência
CPF: 200.883.844-72

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773.671/RN

2.
Nome:
RG: 393500 ITEP/RN

12 AGO 2004

6º OFÍCIO REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS www.6rtd...com.br

55

991802 13-08-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO VI

2º OFÍCIO DE NOTAS
Natal - RN

Este Anexo VI é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

MODELO DE NOTIFICAÇÃO DOS AGENTES ARRECADADORES

"Natal, [DATA]
Sr(a). [NOME DO ENDEREÇADO]
[ENDEREÇO]

Ref.: [ESPECIFICAR CONTRATO DE ARRECADAÇÃO]

Prezado(a) Senhor(a),

Informamos que em virtude do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern ("Cosern"), Planner Corretora de Valores S.A. ("Planner"), Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. (doravante denominados "Agentes Financeiros") e Banco do Brasil S.A. em 4 de agosto de 2004 ("Contrato de Penhor"), (i) os direitos de crédito detidos pela Cosern contra [NOME DO AGENTE ARRECADADOR] sob o [CONTRATO DE ARRECADAÇÃO]; e (ii) osdireitos creditórios de titularidade da Cosern oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para seus consumidores foram empenhados em favor dos titulares das debêntures ("Debenturistas") integrantes da segunda emissão de debêntures não conversíveis em ações da Cosern ("Emissão") e dos Agentes Financeiros credores da Cosern sob o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES FINEM nº 61.928 ("Contrato BNDES FINEM").

Em decorrência do penhor acima referido, a partir da presente data, todos e quaisquer pagamentos de contas de fornecimento devidas por consumidores da Cosern recebidos por V.Sas. ("Contas de Energia") deverão ser depositados

BVA Depto Jurídico

ITAÚ BBA ROC Jurídico

56

MICROFILMADO
14843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

unicamente na conta corrente da Cosern no [BANCO], nº [COMPLETAR], agência nº [COMPLETAR].

Nos termos do Contrato de Penhor, é vedado à Cosern indicar a V.Sas. outras contas correntes para o depósito do produto do recebimento das Contas de Energia ou, de qualquer outra maneira, alterar o direcionamento dos pagamentos das Contas de Energia. Na hipótese de vencimento antecipado e ou atraso no pagamento de qualquer obrigação pecuniária da Cosern com relação à escritura da Emissão e ou ao Contrato BNDES/FINEM, V.Sas. estão autorizadas a receber instruções da Planner e ou do Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. sobre o direcionamento dos recursos recebidos em função dos pagamentos das Contas de Energia.

A presente notificação substitui para todos os efeitos quaisquer instruções eventualmente recebidas no passado referentes ao Contrato BNDES FINEM, que ficam por este ato expressamente revogadas.

Permanecemos à disposição de V.Sa. para quaisquer esclarecimentos necessários.

Atenciosamente,

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

José Roberto Bezerra de Medeiros
Diretor Presidente

Afonso José Walker
Superintendente Financeiro

Por:

Cargo:

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.
Por:
Cargo:

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.
(sucessor do Banco Credibanco S.A.)
Por:
Cargo:

Ciente e de acordo:

[AGENTE ARRECADADOR]"

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd-rj.com.br
Itaú - BBA
RCC
Jurídico

57

991602 13-08-04

MICROFILMADO
147843
1º OFÍCIO DE NOTAS
NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: Afonso José Walker
Cargo: Superintendente Financeiro

José Roberto Bezerra de Medeiros
Diretor Presidente

Por:
Cargo:

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo: Procuradora

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por:
Cargo: Lillian Márcia Machado
gerente

Por: Flávio Kazuaki Morashashi
CPF. 906.284.118-04
Cargo: Superintendente

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti
Gerente Geral
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por:
Cargo: JOSÉ AUGUSTO F DOS SANTOS
CPF 236.183.867-91

Por:
Cargo: LUIZ ANTONIO WANDERLEY
CPF 108.158.481-53

6º OFÍCIO REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS www.6rtd-sj.com.br

Itaú BBA ROC Jurídico

12 AGO 2004 1557946

MICROFILMADO
14849
14849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

2º OFÍCIO DE NOTAS
Natal - RN

BANCO DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo: Gustavo Cromwell Dantas Tinôco
Gerente de Agência
CPF: 200.953.644-72

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773 671/RN

2.
Nome:
RG: 223.500 IFC-1/RN

Itaú - BBA
BOC
Jurídico

12 AGO 04 1557819
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.ortodoj.com.br

59

9918021 3-08-04

MICROFILMADO

117843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO VII

Este Anexo VII é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

MODELO DE NOTIFICAÇÃO ÀS INSTITUIÇÕES FINANCEIRAS ONDE ESTÃO ABERTAS CONTAS EMPENHADAS

"Natal, [DATA]
Sr(a). [NOME DA INSTITUIÇÃO FINANCEIRA] [AGÊNCIA]
[ENDEREÇO]

Ref.: Penhor da conta [COMPLETAR], [AGÊNCIA]

Prezado(a) Senhor(a),

Informamos que em virtude do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern ("Cosern"), Planner Corretora de Valores S.A. ("Planner"), Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. (doravante denominados "Agentes Financeiros") e Banco do Brasil S.A. em 4 de agosto de 2004 ("Contrato de Penhor"), os direitos de crédito detidos pela Cosern contra [NOME DA INSTITUIÇÃO FINANCEIRA] sob o [CONTRATO DE ABERTURA DE CONTA CORRENTE E/OU PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS FINANCEIROS] decorrentes do depósito na conta corrente nº [COMPLETAR], agência nº [COMPLETAR] dos recursos oriundos dos pagamentos de direitos creditórios de titularidade da Cosern referentes a contratos de fornecimento de energia elétrica para seus consumidores ("Créditos"), foram empenhados em favor dos titulares das debêntures ("Debenturistas") integrantes da segunda emissão de debêntures não conversíveis em ações da Cosern ("Emissão") e dos Agentes Financeiros credores da Cosern sob o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES FINEM nº 61.928 ("Contrato BNDES FINEM").

BVA Depto Jurídico

Itaú - BBA RIOC Jurídico

60

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD/NATAL/RN

991802 13-08-04

Em decorrência do penhor acima referido, a partir da presente data todos e quaisquer recursos depositados na conta corrente nº [completar], agência nº [completar] deverão ser transferidos, até o dia útil seguinte ao respectivo depósito na referida conta, exclusivamente para a conta corrente da Cosern no Banco do Brasil, nº 206.414-6, agência nº 0022-1 – Natal (RN).

Nos termos do Contrato de Penhor, é vedado à Cosern indicar a V.Sas. outras contas correntes para o depósito do produto do recebimento dos Créditos ou, de qualquer outra maneira, alterar o direcionamento dos pagamentos dos Créditos, inclusive mediante abertura de novas contas correntes para recebimento do pagamento dos Créditos sem a prévia e expressa notificação da Planner e do Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.

Na hipótese de vencimento antecipado e ou atraso no pagamento de qualquer obrigação pecuniária da Cosern com relação à escritura da Emissão e ou ao Contrato BNDES FINEM, V.Sas. estão autorizadas a receber instruções da Planner e ou do Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. sobre o direcionamento dos recursos recebidos em função dos pagamentos dos Créditos.

A presente notificação substitui para todos os efeitos quaisquer instruções eventualmente recebidas no passado referentes ao Contrato BNDES FINEM, que ficam por este ato expressamente revogadas.

Permanecemos à disposição de V.Sa. para quaisquer esclarecimentos necessários.

Atenciosamente,

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE
COSERN

José Roberto Bezerra de Medeiros
Diretor Presidente

Afonso José Walker
Superintendente

Por:

Cargo:

6º OFÍCIO REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS www.rtd.rj.com.br

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.
Por:
Cargo:

SENTENÇA ROC Jurídico

61

991802 13-08 04

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.
(sucessor do Banco Credibanco S.A.)
Por:
Cargo:

Ciente e de acordo:

[INSTITUIÇÃO FINANCEIRA]"

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: José Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

Por:
Cargo:

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Afonso José Walker
Superintendente Financeiro
Cargo:

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo:

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo:

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por: Lillian Márcia Machado
Cargo:

Por: Flávio Kazuaki Morashashi
CPF. 906.284.118-04
Cargo:

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti
Gerente Geral
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

1º REGISTRO DE DOCUMENTOS
1557973

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd-rj.com.br
62

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por:
Cargo: JOSÉ AUGUSTO F DOS SANTOS
CPF 215.483.387-91

Por:
Cargo: LUIZ ARTHUR WANDERLEY
CPF 108.158.481-53

BANCO DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo: Gustavo Cromwell Dantas Tinôco
Gerente de Agência
CPF: 200.953.844-72

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773.671/ON

2.
Nome:
RG: 393 500 IFP/RN

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd.rj.com.br

63

991802 13-08-04
MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO VIII

Este Anexo VIII é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

MODELO DE NOTIFICAÇÃO PARA INSTITUIÇÕES FINANCEIRAS QUE RECEBAM PAGAMENTO DOS CRÉDITOS

"Natal, [DATA]
Sr(a). [NOME DO ENDEREÇADO]
[ENDEREÇO]

Ref.: [ESPECIFICAR CONTRATO DE COBRANÇA]

Prezado(a) Senhor(a),

Informamos que em virtude do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern ("Cosern"), Planner Corretora de Valores S.A. ("Planner"), Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. (doravante denominados "Agentes Financeiros") e Banco do Brasil S.A. em 4 de agosto de 2004 ("Contrato de Penhor"), (i) os direitos de crédito detidos pela Cosern contra [NOME DA INSTITUIÇÃO FINANCEIRA] sob o [CONTRATO DE COBRANÇA]; e (ii) direitos creditórios de titularidade da Cosern oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os seus consumidores foram empenhados em favor dos titulares das debêntures ("Debenturistas") integrantes da segunda emissão de debêntures não conversíveis em ações da Cosern ("Emissão") e dos Agentes Financeiros credores da Cosern sob o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES/FINEM nº 61.928 ("Contrato BNDES/FINEM").

Em decorrência do penhor acima referido, a partir da presente data, todos e quaisquer pagamentos de contas de fornecimento devidas por consumidores da Cosern recebidos por V.Sas. ("Contas de Energia") deverão ser depositados

BVA Depto Jurídico

Itaú - BBA RDC Jurídico

64

991802 13-08-04
MICROFILMADO
17843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

unicamente na conta corrente da Cosern no Banco do Brasil, nº 206.414-6, agência nº 0022-1 – Natal (RN).

Nos termos do Contrato de Penhor, é vedado à Cosern indicar a V.Sas. outras contas correntes para o depósito do produto do recebimento das Contas de Energia ou, de qualquer outra maneira, alterar o direcionamento dos pagamentos das Contas de Energia. Na hipótese de vencimento antecipado e ou atraso no pagamento de qualquer obrigação pecuniária da Cosern com relação à escritura da Emissão e ou ao Contrato BNDES FINEM, V.Sas. estão autorizadas a receber instruções da Planner e ou do Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. sobre o direcionamento dos recursos recebidos em função dos pagamentos das Contas de Energia.

A presente notificação substitui para todos os efeitos quaisquer instruções eventualmente recebidas no passado referentes ao Contrato BNDES FINEM, que ficam por este ato expressamente revogadas.

Permanecemos à disposição de V.Sa. para quaisquer esclarecimentos necessários.

Atenciosamente,

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

José Roberto Bezerra de Medeiros
Diretor Presidente

Afonso José Walker
Superintendente Financeiro

Por:

Cargo:

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.
Por:
Cargo:

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.
(sucessor do Banco Credibanco S.A.)
Por:
Cargo:

Ciente e de acordo:

[INSTITUIÇÃO FINANCEIRA]"

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd-rj.com.br

MICROFILMADO

991802 13-08-04 147849

2º OFÍCIO DE NOTAS RTD NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

2º OFÍCIO DE NOTAS Avenida Tavares de Lira, 95 Fone: 222-2220 Natal - RN

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: José Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

Por: Afonso José Walker
Cargo: Superintendente Financeiro

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo: Procuradora

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por:
Cargo: Lillian Márcia Machado Gerente

Por: Flávio Kazuaki Morashashi CPF. 906.284.118-04
Cargo: Superintendente

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti Gerente Geral
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

6º OFÍCIO REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS www.6ortj.com.br

Itaú BBA RCC Jurídico

9918021 3-09-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

2º OFÍCIO DE NOTAS
Alvarenga Tavares da Silveira
Fone: 223-2220
Natal - RN

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por:
Cargo: JOSÉ AUGUSTO FIDOS SANTOS
CPF 238.183.857-91

Por:
Cargo: LUIZ ANTONIO WANDERLEY
CPF 108.158.481-53

BANCO DO BRASIL S.A.

Por: Gustavo Cromwell Dantas Tinôco
Gerente de Agência
CPF: 200.983.844-72
Cargo:

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773.671/RN

2.
Nome:
RG: 393.500 DCH/RN

Itaú - BBA
RDC
Jurídico

PROTOCOLO - VIA INTERESSADO

AGO 2004

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtdrj.com.br

991802 13-08-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO IX

2º OFÍCIO DE NOTAS
Natal - RN

Este Anexo VIII é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

MODELO DE NOTIFICAÇÃO PARA OS CONSUMIDORES

"*[LOCAL]*, ***(DATA)***.

(NOME E ENDEREÇAMENTO)

Ref.: [CONTRATO DE FORNECIMENTO Nº]

Prezado(a) Senhor(a),

Informamos que em virtude da segunda emissão pública de debêntures da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern, esta empresa deu em penhor à Planner Corretora de Valores S.A. ("Planner"), representante dos debenturistas, e ao Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco ABC Brasil S.A. e Banco BVA S.A., os direitos creditórios relativos ao ***[CONTRATO DE FORNECIMENTO]****, firmado entre V.Sa(s). e a Cosern, conforme "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" celebrado em 4 de agosto de 2004 entre a Cosern, as partes acima referidas e o Banco do Brasil S.A., registrado sob o nº* ***[COMPLETAR]*** *nos* ***[CARTÓRIO]*** *de Registro de Títulos de Documento da Cidade de Natal,* ***[CARTÓRIO]*** *de Registro de Títulos e Documentos da Cidade de São Paulo e no* ***[CARTÓRIO]*** *de Registro de Títulos e Documentos da Cidade do Rio de Janeiro.*

Em razão do penhor acima referido, V.Sas. não estão autorizadas a receber quaisquer instruções de pagamento pela Cosern, podendo, outrossim, receber instruções da Planner e do Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A. quanto às novas formas de pagamento dos valores devidos por V.Sas. em função do fornecimento de energia elétrica.

BVA Depto Jurídico
Itaú BBA ROC Jurídico

9918021 3-08-04 MICROFILMADO
117849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTO - NATAL/RN

Por oportuno, informamos, ainda, que o respectivo contrato de fornecimento não sofrerá qualquer alteração em suas cláusulas, remanescendo como obrigação da Cosern todas as condições anteriormente pactuadas.

2º OFÍCIO DE NOTAS
Fone: 222-2220
Natal - RN

Estas instruções somente poderão ser alteradas mediante autorização expressa de Planner e do Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.

Permanecemos à disposição de V.Sas. para quaisquer esclarecimentos necessários.

Atenciosamente,

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A. *UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.*

"

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: José Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

Por: Afonso José Walker
Cargo: Superintendente Financeiro

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo:

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo:

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por: Lilian Márcia Machado
Cargo: Gerente

Por: Flávio Kazuaki Morashashi
CPF 906.284.118-04
Cargo: Superintendente

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti
Cargo: Gerente Geral

Por:
Cargo:

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd.rj.com.br

12 AGO 2004
135757
6º RTD
Natal - RN

BVA
Depto. Jurídico

991802 13-08-04 MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

2º OFÍCIO DE NOTAS
Autenticado
Fone: 222-2220
Natal - RN

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

JOSÉ AUGUSTO F DOS SANTOS
CPF: 223.138.041-04

LUIZ ANTONIO WANDERLEY
CPF: 788.158.481-53

BANCO DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo: Gerente de Agência
Gustavo Cromwell Dantas Tinôco
CPF: 200.953.844-92

Por:
Cargo:

12 AGO 04
15557916

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773.671/RN

2.
Nome:
RG:

Itaú - BBA
RGC
Jurídico

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd-rj.com.br

70

991802 13-08-04 MICROFILMADO

147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO X

Este Anexo IX é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

ESCRITURA PARTICULAR DA 2ª EMISSÃO PÚBLICA DE DEBÊNTURES NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, EM SÉRIE ÚNICA, DA ESPÉCIE COM GARANTIA REAL, DA COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: José Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

Por: Afonso José Walker
Cargo: Superintendente Financeiro

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo: Procuradora

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por: Lillian Márcia Machado
Cargo: Gerente

Por: Flávio Kazuaki Morashashi
CPF 906 284.118-04
Cargo: Superintendente

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti
Cargo: Gerente Geral

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

6º OFÍCIO REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS www.6oficio.com.br

Itaú BBA RDC Jurídico

BVA Depto. Jurídico

2.450 1.357.946 AV. RIO BRANCO TÍTULOS E DOCUMENTOS

991802 13-08-04 MICROFILMADO 147849 2º OFÍCIO DE NOTAS RTD NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

2º OFÍCIO DE NOTAS Autêntica Tabeliã de Lins Fone: 222-2220 Natal - RN

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por: JOSÉ AUGUSTO RIDOS SANTOS
Cargo: CPF 286.183.967-91

Por: LUIZ ANTONIO WANDERLEY
Cargo: CPF 108.158.481-53

BANCO DO BRASIL S.A.

Por: Gustavo Cromwell Dantas Tinôco Gerente de Agência CPF 200.953.844-72
Cargo:

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773.671/RN

2.
Nome:
RG: 293.566

MICROFILMADO 12 AGO 2004 1357916

Itaú BBA RJOC Jurídico

6º OFÍCIO REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS www.6rtd.rj.com.br

MICROFILMADO
99180213-08-04
117849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Fone: 222-2220
Natal - RN

ESCRITURA PARTICULAR DA 2ª EMISSÃO PÚBLICA DE DEBÊNTURES NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, EM SÉRIE ÚNICA, DA ESPÉCIE COM GARANTIA REAL, DA COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE

Pelo presente instrumento particular, as partes abaixo qualificadas,

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE, sociedade por ações com sede na Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, na Rua Mermoz, 150, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda ("CNPJ/MF") sob o nº 08.324.196/0001-81, inscrita sob NIRE nº 24300000502, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social e doravante denominada simplesmente "Emissora"; e

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A., sociedade com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Av. Paulista, nº 2439, 11º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 00.806.535/0001-54, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social, nomeada nesta Escritura e nela interveniente de acordo com o disposto na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, alterada pela Lei nº 10.303, de 31 de outubro de 2001, para representar, perante a Emissora, a comunhão dos interesses dos debenturistas da presente emissão e doravante denominada simplesmente "Agente Fiduciário";

1º TABELIONATO DE NOTAS
2004
976 7946

vêm celebrar a presente "Escritura Particular da 2ª Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações, em Série Única, da Espécie com Garantia Real, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte", doravante designada simplesmente "Escritura" mediante as seguintes cláusulas, condições e características:

1. DA AUTORIZAÇÃO

1.1 A presente Escritura é celebrada com base em deliberação da Assembléia Geral Extraordinária em reunião realizada em 5 de maio de 2004, nos termos do artigo 59 da Lei nº 6.404/76, com redação conferida pela Lei nº 10.303/01.

2. DOS REQUISITOS

2.1 A emissão de debêntures será feita com observância dos seguintes requisitos:

BVA
Deptº Jurídico

BBA
ROC
Jurídico

991802 13-08-04 MICROFILMADO
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2.1.1 Arquivamento e Publicação da Ata da Assembléia Geral Extraordinária

2.1.1.1 A ata da Assembléia Geral Extraordinária que deliberou sobre a presente emissão de debêntures ("Emissão") foi devidamente arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte sob o nº 2410313171 e publicada no Diário Oficial do Rio Grande do Norte e no jornal "Valor Econômico" em 13 de maio de 2004, de acordo com o disposto no artigo 62, I, da Lei nº 6.404/76, com a redação dada pela Lei nº 10.303/01.

2.1.2 Inscrição da Escritura

2.1.2.1 A presente Escritura será inscrita na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte, de acordo com o disposto no artigo 62, II, da Lei nº 6.404/76, com redação dada pela Lei nº 10.303/01.

2.1.3 Registro na Comissão de Valores Mobiliários - CVM

2.1.3.1 A Emissão será registrada na Comissão de Valores Mobiliários - CVM, na forma da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, da Lei nº 6.404/76, alterada pela Lei nº 10.303/01 e pela Lei nº 9.457, de 5 de maio de 1997, e de acordo com a Instrução nº 400, de 29 de dezembro de 2003, da CVM, e com as demais disposições legais e regulamentares pertinentes.

2.1.4 Registro em Sistema de Liquidação e Custódia

2.1.4.1 As debêntures da presente Emissão ("Debêntures") deverão ser registradas (i) para colocação no mercado primário no Sistema de Distribuição de Títulos – SDT, administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro – ANDIMA e operacionalizado pela CETIP - Câmara de Custódia e Liquidação; e (ii) para negociação no mercado secundário (a) no Sistema Nacional de Debêntures – SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP, e (b) no Bovespa Fix, mercado de negociação da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA que tem por agente de custódia e de liquidação a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia – CBLC.

12 AGO 2004

991802 13-08-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2.1.5 Registro na Associação Nacional de Bancos de Investimento ("ANBID")

2.1.5.1 A Emissão deverá ser estruturada e registrada de acordo com o Código de Auto-Regulação da ANBID para as Operações de Colocação e Distribuição Pública de Títulos e Valores Mobiliários no Brasil.

2.1.6 Aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

2.1.6.1 A Emissão e a constituição da garantia real prevista na presente Escritura foram aprovadas pela ANEEL, nos termos do Ofício nº 1014/2004-SFF/ANEEL, de 23 de junho de 2004 e da legislação em vigor.

3. DAS CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

3.1 Objeto Social da Emissora

3.1.1 A Emissora tem como objeto estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo.

3.2 Número da Emissão

3.2.1 Esta é a 2ª (segunda) emissão pública de debêntures da Emissora.

3.3 Montante da Emissão

991802 13-08-04 MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

3.3.1 O montante da Emissão é de R$120.000.000,00 (cento e vinte milhões de reais), em série única, na Data de Emissão, conforme definido abaixo.

2º OFÍCIO DE NOTAS Natal - RN

3.4 Destinação dos Recursos

3.4.1 Os recursos obtidos através da presente Emissão serão destinados (i) à amortização de créditos obtidos junto às instituições financeiras intermediárias da Emissão, de forma a alongar o perfil da dívida de curto prazo da Emissora, e (ii) à realização de investimentos pela Emissora na concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte.

3.5 Forma e Procedimento de Colocação

3.5.1 As Debêntures serão objeto de distribuição pública, com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, através do SDT, administrado pela ANDIMA, com tratamento justo e eqüitativo para todos os investidores, sem recebimento de reservas antecipadas.

3.5.2 A colocação das Debêntures somente terá início após: (a) a obtenção do registro da Emissão na CVM; (b) a publicação do Anúncio de Início de Distribuição, que deverá ocorrer em até 90 (noventa) dias contados da data de concessão do referido registro pela CVM; e (c) a disponibilidade do prospecto definitivo para os investidores. A colocação das Debêntures deverá ser efetuada até o período máximo de 6 (seis) meses, a contar da data da publicação do Anúncio de Início de Distribuição.

12 AGO 2004 037916

3.6 Negociação

3.6.1 As Debêntures serão registradas para negociação (i) no SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e (ii) no Bovespa Fix, que tem por agente de custódia e de liquidação a CBLC.

3.7 Banco Mandatário

3.7.1 O Banco Bradesco S.A. será o Banco Mandatário da Emissora junto ao SND e BovespaFix.

RJC Jurídico

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS

3.9 Instituição Depositária

3.9.1 O Banco Bradesco S.A. será a Instituição Depositária das Debêntures desta Emissão.

3.10 Banco Escriturador

3.10.1 O Banco Bradesco S.A. será o Banco Escriturador das Debêntures desta Emissão.

4. DAS CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES

4.1 Características Básicas

4.1.1 *Valor Total da Emissão*

4.1.1.1 O valor total da Emissão será de R$120.000.000,00 (cento e vinte milhões de reais), na Data de Emissão conforme definido abaixo.

4.1.2 *Valor Nominal Unitário*

4.1.2.1 O valor nominal unitário das Debêntures, na Data de Emissão, será de R$100.000,00 (cem mil reais).

12 AGO 2004 1557916

4.1.3 *Número de Séries*

4.1.3.1 A Emissão será em série única.

4.1.4 *Quantidade de Debêntures*

4.1.4.1 Serão emitidas 1.200 (mil e duzentas) Debêntures.

4.1.5 *Data de Emissão*

4.1.5.1 Para todos os efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será 1º de junho de 2004 ("Data de Emissão").

BVA Depto Jurídico

RBA RDC Jurídico

9918021 3-00-04

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

4.1.6 *Prazo e Data de Vencimento*

4.1.6.1 O prazo das Debêntures será de 4 (quatro) anos, contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 1º de junho de 2008 ("Data de Vencimento"), ocasião em que a Emissora se obriga a proceder ao pagamento das Debêntures que ainda estejam em circulação pelo seu valor nominal acrescido da respectiva remuneração, calculada conforme o item 4.3 abaixo.

4.1.7 *Forma e Emissão de Certificados de Debêntures*

4.1.7.1 As Debêntures serão emitidas na forma nominativa-escritural, não havendo emissão de certificados de debêntures.

4.1.7.2 Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato da respectiva conta de depósito das Debêntures, aberta em nome de cada debenturista, emitido pela Instituição Depositária.

4.1.7.3 Adicionalmente, serão expedidos (i) pelo SND, o "Relatório de Posição de Ativos", acompanhado de extrato, em nome do debenturista, emitido pela instituição financeira responsável pela custódia das Debêntures, quando depositadas no SND; e/ou (ii) pela CBLC, o extrato de custódia em nome do debenturista, quando as Debêntures forem depositadas na CBLC.

4.1.8 *Conversibilidade*

4.1.8.1 As Debêntures serão simples, ou seja, não conversíveis em ações da Emissora.

4.1.9 *Espécie*

4.1.9.1 As Debêntures serão da espécie com garantia real, nos termos do artigo 58 da Lei nº 6.404/76.

4.2 Atualização do Valor Nominal

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

4.2.1 Não haverá atualização do valor nominal das Debêntures.

4.3 Remuneração

4.3.1 *Juros Remuneratórios*

4.3.1.1 As Debêntures renderão juros correspondentes à variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, Extra-Grupo ("Taxas DI"), expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinqüenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas pela CETIP, capitalizada de um *spread* ou sobretaxa de 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinqüenta e dois) dias úteis, incidentes sobre o valor nominal da Debênture, *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização, conforme definido abaixo ("Juros Remuneratórios").

4.3.1.2 Os Juros Remuneratórios serão pagos trimestralmente, a partir da Data de Emissão até a Data de Vencimento das Debêntures, observados os itens 5.1 e 4.4 abaixo, exceto se de outra forma estiver expressamente previsto na presente Escritura.

4.3.1.2.1 Define-se:

i) "Período de Vigência de Juros": espaço de tempo que se inicia na Data de Emissão e se encerra na Data de Vencimento ou, se for o caso, na Data de Repactuação, conforme abaixo definida;

ii) "Período de Capitalização": intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data prevista para o pagamento dos Juros Remuneratórios imediatamente anterior, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data prevista do pagamento de Juros Remuneratórios correspondentes ao período. Cada Período de Capitalização sucede o anterior sem solução de continuidade. Os Juros Remuneratórios correspondentes aos Períodos de Capitalização serão devidos trimestralmente, sendo o primeiro vencimento em 1º de setembro de 2004 e o último em 1º de junho de 2008;

iii) Subperíodo de Capitalização - prazos definidos de acordo com as Taxas DI apuradas, sendo que:

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

a) o primeiro Subperíodo de Capitalização inicia-se na Data de Emissão e termina no prazo definido pela Taxa DI apurada naquela data;

b) os Subperíodos de Capitalização seguintes são definidos apurando-se a Taxa DI no vencimento do subperíodo anterior, entendendo-se como o novo subperíodo em vigor o prazo desta taxa, sendo que o último Subperíodo de Capitalização terá seu vencimento na mesma data de vencimento do Período de Capitalização; e

c) as taxas dos subperíodos são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis* por dias úteis para a Taxa DI e para o *spread*, se necessário, até a data do efetivo pagamento dos Juros Remuneratórios, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização.

4.3.1.3 Os Juros Remuneratórios deverão ser calculados de acordo com a seguinte fórmula:

$$J = VNe \times (FatorJuros - 1), \text{ onde:}$$

"J" corresponde ao valor unitário dos juros flutuantes, acrescido de "spread", acumulado no período, calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento.

"VNe" corresponde ao valor nominal de emissão da Debênture no início do Período de Capitalização, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento.

"Fator Juros" corresponde ao fator de juros composto pelo parâmetro de flutuação acrescido de *spread*, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$FatorJuros = (FatorDI \times FatorSpread), \text{ onde:}$$

"Fator DI" corresponde ao produtório das Taxas DI com uso de percentual aplicado, da data de início de capitalização, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Fone: 222-2220
Natal - RN

$$\text{Fator DI} = \prod_{k=1}^{nDI}\left(1 + TDI_k \times \frac{p}{100}\right), \text{ onde}$$

"nDI" corresponde ao número total de Taxas DI consideradas na atualização do ativo, sendo "n" um número inteiro.

"p" corresponde ao percentual aplicado sobre a Taxa DI, informado com 2 (duas) casas decimais, igual a 100,00.

"TDI_k" corresponde à Taxa DI, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, da seguinte forma:

$$TDI_k = \left(\frac{DI_k}{100} + 1\right)^{\frac{1}{252}} - 1, \text{ onde:}$$

"DI_k" corresponde à Taxa DI divulgada pela CETIP, válida por 1 (um) dia útil (*overnight*), utilizada com 2 (duas) casas decimais.

"Fator Spread" corresponde à sobretaxa de juros fixo acrescida ao rendimento de uma Debênture referenciada em taxas flutuantes, quando não fizer uso de percentual aplicado, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento.

$$\text{FatorSpread} = \left\{\left[\left(\frac{spread}{100} + 1\right)^{\frac{n}{252}}\right]^{\frac{DP}{DT}}\right\}, \text{ onde}$$

"spread" corresponde ao *spread* ou sobretaxa, na forma percentual ao ano, informado com 4 (quatro) casas decimais, equivalente à 2,5000;

"n" corresponde ao o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;

"DT" corresponde ao o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo "DT" um número inteiro;

12 AGO 2004
1º REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
Protocolado sob nº 357418
Averbado sob nº
Registrado sob nº

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

"DP" corresponde ao número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "DP" um número inteiro;

4.3.1.4 Para efeito dos cálculos previstos no item anterior:

i) o fator resultante da expressão $\left(1 + TDI_k \times \frac{p}{100}\right)$ é considerado com 16 (dezesseis) casas decimais, sem arredondamento;

ii) efetua-se o produtório dos fatores diários $\left(1 + TDI_k \times \frac{p}{100}\right)$, sendo que a cada fator diário acumulado, trunca-se o resultado com 16 (dezesseis) casas decimais, aplicando-se o próximo fator diário, e assim por diante até o último considerado; e

iii) uma vez os fatores diários estando acumulados, considera-se o fator resultante "Fator DI" com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento.

4.3.1.5 A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pelo órgão responsável pelo seu cálculo.

4.3.1.6 No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do Fator Multiplicador e *spread*, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da Emissora, quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI relativa à data de encerramento do último Subperíodo de Capitalização.

4.3.1.7 Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, o Agente Fiduciário deverá convocar, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a contar da data em que foi verificada a ausência de apuração e/ou divulgação, extinção ou de impossibilidade legal de aplicação da Taxa DI, assembléia geral de debenturistas para definir, de comum acordo com a Emissora, o parâmetro a ser aplicado. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas na presente Escritura, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida na data de

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

encerramento do último Subperíodo de Capitalização, acrescida do *spread*, até a data da deliberação da assembléia geral de debenturistas. Caso não haja, entre a Emissora e os debenturistas representando, no mínimo, 85% (oitenta e cinco por cento) do total das Debêntures em circulação (ainda que em decorrência da falta de quorum para deliberar sobre a matéria), acordo sobre o novo parâmetro de remuneração, a Emissora deverá resgatar a totalidade das Debêntures em circulação, no prazo de até dez (10) dias contados da data de realização da referida assembléia geral de debenturistas, pelo saldo do valor nominal acrescido dos Juros Remuneratórios devidos, calculados *pro rata temporis*, desde a data do último pagamento de Juros Remuneratórios até o dia do efetivo resgate das Debêntures. A Taxa DI que deverá ser utilizada para o resgate das Debêntures será a última divulgada antes de sua extinção ou impedimento legal de utilização.

4.4 Repactuação

4.4.1 Para fins do presente item, fica desde já definido o dia 1° de junho de 2006 como a Data de Repactuação.

4.4.2 Caso a Emissora não obtenha, em até 30 (trinta) dias antes da Data de Repactuação, crédito de valor igual ou superior a R$60.000.000,00 (sessenta milhões de reais) junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, através do Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, a Emissora deverá encaminhar carta assinada por seus representantes legais ao Agente Fiduciário informando o referido fato, bem como observar o disposto nos itens 4.4.3, 4.4.4 e 4.4.5 abaixo.

4.4.2.1. Na hipótese de a Emissora ter obtido o referido crédito no prazo acima, fica desde já determinado que não haverá repactuação, permanecendo vigentes os termos e condições das Debêntures, conforme estabelecido nesta Escritura. A Emissora deverá comunicar imediatamente o Agente Fiduciário, encaminhando cópia autenticada do respectivo contrato e de extrato bancário da conta corrente em que forem depositados os respectivos recursos, bem como deverá publicar "Aviso aos Debenturistas" informando a obtenção do crédito, no dia útil imediatamente posterior a sua obtenção e na forma do item 4.9.1 abaixo. Neste caso, não será aplicável o disposto nos itens 4.4.3, 4.4.4 e 4.4.5 abaixo.

4.4.3 Até 15 (quinze) dias antes da Data de Repactuação, a Emissora deverá deliberar, por meio de Assembléia Geral Extraordinária ou Reunião do Conselho de

MICROFILMADO

991802 13-08-04 21 678 43 2º OFÍCIO DE NOTAS RTD - NATAL/RN

Administração, caso sejam delegados poderes a este, sobre as novas condições das Debêntures, as quais deverão ser imediata e amplamente divulgadas na forma do item 4.9 desta Escritura.

2º OFÍCIO DE NOTAS Fone: 222-2220 Natal - RN

4.4.4 Caso os debenturistas não concordem com as novas condições das Debêntures ou caso tais condições não sejam divulgadas pela Emissora em consonância com o item 4.9 abaixo, deverão, em até 5 (cinco) dias anteriores à Data de Repactuação, manifestar, através da Instituição Depositária, no SND e/ou BovespaFix, ou na sede da Emissora, no caso de Debêntures que não estejam depositadas no SND ou Bovespafix, sua opção de exercer o direito de venda de suas Debêntures para a Emissora, sem prejuízo do disposto no item 5.4 abaixo.

4.4.5 A Emissora se obriga a adquirir, na Data de Repactuação, a totalidade das Debêntures cujos titulares não aceitem as novas condições das mesmas. As Debêntures serão adquiridas pelo seu valor nominal, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a Data de Repactuação.

4.4.5.1 As Debêntures adquiridas pela Emissora da forma prevista no item anterior poderão ser (i) canceladas; (ii) mantidas em tesouraria; ou (ii) recolocadas no mercado.

4.5 Garantia Real da Emissão

4.5.1 As Debêntures da presente emissão são garantidas por penhor de direitos creditórios de titularidade da Emissora, presentes e futuros, bem como seus respectivos títulos, quando existentes, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os consumidores da Emissora ou detidos contra instituições financeiras e agentes arrecadadores dos pagamentos das contas de fornecimento de energia elétrica, nos termos do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças", celebrado entre a Emissora, o Agente Fiduciário, Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e o Banco do Brasil S.A. em 4 de agosto de 2004, que integra a presente Escritura como seu Anexo I.

4º REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS

4.5.2 A presente Emissão atende aos limites previstos no artigo 60 da Lei nº 6.404/76.

991802 13-08-04 MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

4.6 **Subscrição**

4.6.1 *Prazo de Subscrição*

4.6.1.1 As Debêntures poderão ser subscritas a qualquer tempo, dentro do prazo de distribuição pública, conforme o item 3.5.2 acima.

4.6.2 *Preço de Subscrição*

4.6.2.1 O preço de subscrição das Debêntures será o seu valor nominal unitário, acrescido dos Juros Remuneratórios definidos no item 4.3.1 acima, calculados *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão até a data da efetiva subscrição.

4.6.3 *Integralização*

4.6.3.1 As Debêntures serão integralizadas à vista, em moeda corrente nacional, no ato de subscrição.

4.7 Amortização Programada

4.7.1 O valor nominal das Debêntures será amortizado em 11 (onze) parcelas trimestrais e consecutivas, vincendas no primeiro dia de cada trimestre, a partir do 18º (décimo oitavo) mês contado da Data de Emissão, inclusive, sendo o primeiro pagamento devido em 1º de dezembro de 2005. A amortização do valor nominal das Debêntures deverá observar o seguinte:

Ano a partir da data de emissão	Nº de parcelas de amortização	% do principal a ser amortizado	Valor a ser amortizado (R$ mil)
2º	3	17%	R$20.400,00
3º	4	33%	R$39.600,00
4º	4	50%	R$60.000,00

4.7.2 As datas de pagamento das parcelas referentes à amortização das Debêntures encontram-se discriminadas na tabela abaixo:

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Natal - RN

Nº da parcela de amortização	Data de pagamento	% do principal a ser amortizado
1ª	1.12.05	5.66%
2ª	1.3.06	5.67%
3ª	1.6.06	5.67%
4ª	1.9.06	8.25%
5ª	1.12.06	8.25%
6ª	1.3.07	8.25%
7ª	1.6.07	8.25%
8ª	1.9.07	12.5%
9ª	1.12.07	12.5%
10ª	1.3.08	12.5%
11ª	1.6.08	12.5%

4.8 Condições de Pagamento

4.8.1 *Local de Pagamento*

4.8.1.1 Os pagamentos a que fazem jus as Debêntures serão efetuados: (i) utilizando-se os procedimentos adotados pelo SND, para as Debêntures registradas para negociação neste sistema; (ii) em conformidade com os procedimentos adotados pela CBLC, para as Debêntures registradas no BovespaFix; ou (iii), na hipótese de os debenturistas não estarem vinculados ao SND ou ao BovespaFix, (a) na sede da Emissora; ou, conforme o caso, (b) na sede do Banco Mandatário, situada na Cidade de Deus, s/nº, Vila Yara, Prédio Amarelo, 2º andar, Osasco (Departamento de Ações e Custódia).

12 AGO 2004
TÍTULOS E DOCUMENTOS

4.8.2 *Prorrogação dos Prazos*

4.8.2.1 Considerar-se-ão automaticamente prorrogadas as datas de pagamento de qualquer obrigação por quaisquer das partes, até o primeiro dia útil subseqüente, se a data de vencimento da respectiva obrigação coincidir com dia em que não houver expediente comercial ou bancário na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo, ou na Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, sem qualquer acréscimo aos valores a serem pagos, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados através da CETIP, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com sábado, domingo ou feriado nacional.

Natal - RN ROC Jurídico

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

4.8.3 *Encargos Moratórios*

4.8.3.1 Ocorrendo impontualidade no pagamento de quaisquer obrigações pecuniárias relativas às Debêntures, os débitos vencidos e não pagos serão acrescidos de juros de mora de 2% (dois por cento) ao mês, calculado *pro rata temporis*, desde a data de inadimplemento até a data do efetivo pagamento, bem como de multa não compensatória de 2% (dois por cento) sobre o valor devido, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial.

4.8.4 *Poder Liberatório*

4.8.4.1 Na hipótese de não pagamento pela Emissora, nas datas previstas nesta Escritura, de qualquer valor devido com relação à presente Emissão, os debenturistas poderão, a seu exclusivo critério, utilizar as respectivas Debêntures para pagamento de contas de fornecimento de energia elétrica, acrescidas dos encargos de mora quando aplicável, faturadas pela Emissora ("Contas de Fornecimento") contra os mesmos, se for o caso, mediante dação em pagamento ("Poder Liberatório").

4.8.4.2 Para exercer o Poder Liberatório, o debenturista deverá encaminhar ao Banco Mandatário: (i) documento de identificação, (ii) Contas de Fornecimento e (iii) solicitação da efetivação da dação em pagamento, indicando quantas Debêntures serão objeto da mesma.

4.8.4.3 O Banco Mandatário, por sua vez, terá o prazo de 5 (cinco) dias úteis, contados da solicitação do debenturista, para (i) identificá-lo junto ao Banco Depositário, (ii) verificar e apurar o valor das Debêntures a serem oferecidas como dação em pagamento, (iii) verificar a existência de qualquer atraso no pagamento das Debêntures; (iv) apurar o valor das Contas de Fornecimento e (iv) cancelar as Debêntures objeto do exercício do Poder Liberatório.

4.8.4.3.1 Uma vez canceladas as Debêntures objeto do exercício do Poder Liberatório, o Banco Mandatário dará ao debenturista quitação automática pelo pagamento da respectiva Conta de Fornecimento.

4.8.4.3.2 O Banco Mandatário deverá encaminhar a documentação referida no item anterior à Emissora, com cópia para o Agente Fiduciário. A Emissora terá o prazo de 3

MICROFILMADO
991802 13-08-04
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

(três) dias úteis, a contar da data de recebimento da documentação, para manifestar qualquer irregularidade quanto ao processo de quitação das Contas de Fornecimento utilizadas no exercício do Poder Liberatório.

4.8.4.4 O valor das Debêntures para as finalidades aqui previstas será o seu valor nominal unitário, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a data do efetivo pagamento das Contas de Fornecimento, acrescido dos encargos moratórios previstos no item 4.8.3 acima.

4.8.5 *Não Comparecimento dos Debenturistas*

4.8.5.1 O não comparecimento do debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da Emissora nas datas previstas nesta Escritura, no prospecto desta Emissão ou em comunicado publicado pela Emissora, se for o caso, não lhe dará direito ao recebimento de remuneração e/ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, sendo-lhe, todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

4.9 Comunicações

4.9.1 *Publicação na Imprensa*

4.9.1.1 Todos os anúncios, avisos e demais atos e decisões decorrentes desta Emissão que, de qualquer forma, envolvam os interesses dos debenturistas, serão publicados no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e no jornal "Valor Econômico", edição nacional, conforme estabelecido no artigo 289 da Lei nº 6.404/76, observados os prazos legais, devendo a Emissora comunicar ao Agente Fiduciário e às instituições financeiras intermediárias da Emissão qualquer publicação na data da sua realização.

4º REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
12 DEZ 2001
97976

4.9.2 *Comunicações*

4.9.2.1 As comunicações a serem enviadas por qualquer das partes nos termos desta Escritura deverão ser encaminhadas para os seguintes endereços:

i) para a Emissora:

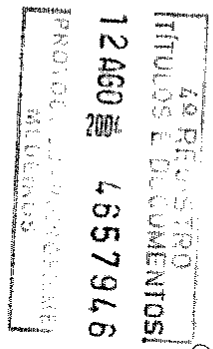
MICROFILMADO
147849
2º OFICIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

Companhia Energética do Rio Grande do Norte
Rua da Candelária, nº 65 – 16º andar
Rio de Janeiro – RJ
CEP: 20.091-020
At.: Sr. Erik da Costa Breyer
Diretor de Relações com Investidores
Tel.: (21) 2506-3203
Fax.: (21) 2516-9486
E-mail: ebreyer@cosern.com.br

ii) para o Agente Fiduciário:

Planner Corretora de Valores S.A.
Avenida Paulista, 2.439, 11º andar
São Paulo - SP
CEP: 03531-000
At.: Sr. Artur Martins de Figueiredo
Telefone: (11) 3061-9444 – ramal 467
Fax: (11) 3060-9575
E-mail: afigueiredo@plannercorretora.com.br

iii) para as Instituições Mandatária e Depositária das Debêntures:



Banco Bradesco S.A.
Cidade de Deus, s/nº, Vila Yara, Prédio Amarelo, 2º andar
Osasco - SP
06029-900
Departamento de Ações e Custódia
Telefone: (11) 3684-4522
Fax: (11) 3684-5645

iv) para o Banco Escriturador das Debêntures:

Banco Bradesco S.A.
Cidade de Deus, s/nº, Vila Yara, Prédio Amarelo, 2º andar

9918021 3-08-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

Osasco - SP
06029-900
Departamento de Ações e Custódia
Gerência Comercial – Escrituração de Ativos
Telefone: (11) 3684-3749
Fax: (11) 3684-2714

v) para a CETIP:

Câmara de Custódia e Liquidação – CETIP
Av. República do Chile, 230, 11º andar
Rio de Janeiro - RJ
CEP 20031-170
Telefone: (21) 2276-7474
Fax: (21) 2252-4308/2262-5481

ou

Rua Libero Badaró, 425, 24º andar
São Paulo – SP
CEP: 01009-000
Telefone: (11) 3111-1411
Fax: (11) 3115-1664

vi) para a CBLC

Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia
Rua XV de Novembro, nº 275 – 6º andar
São Paulo - SP
CEP: 01013-001-
Telefone: (11) 3233-2307
Fax: (11) 3233-2306

4.9.2.2 As comunicações serão consideradas entregues quando recebidas sob protocolo ou com "aviso de recebimento" expedido pelo correio ou ainda por telegrama / enviado aos endereços acima.

MICROFILMADO
9918021 3-08-04 147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

4.9.2.3 As comunicações feitas por fax ou correio eletrônico serão consideradas recebidas na data de seu envio, desde que seu recebimento seja confirmado através de indicativo (recibo emitido pela máquina utilizada pelo remetente). Os respectivos originais deverão ser encaminhados para os endereços acima em até 3 (três) dias úteis após o envio da mensagem.

4.9.2.4 A mudança de qualquer dos endereços acima deverá ser comunicada a todas as partes pelo Agente Fiduciário.

5. DA RECOMPRA, DO RESGATE E DO VENCIMENTO ANTECIPADO

5.1 Recompra Obrigatória

5.1.1 Na hipótese da liberação do crédito referido no item 4.4.2 acima, os debenturistas terão prazo de até 15 (quinze) dias contados da data da publicação de "Aviso aos Debenturistas" previsto no item 4.4.2.1 acima, sem prejuízo do envio da comunicação de que trata o referido item ao Agente Fiduciário, para solicitar a recompra de suas Debêntures pela Emissora, mediante envio de comunicação à Instituição Depositária, com cópia para a CETIP e/ou CBLC, o Agente Fiduciário e a Emissora.

5.1.2 As Debêntures cujos titulares tenham solicitado a recompra na forma do item anterior serão obrigatoriamente recompradas em valor correspondente a no mínimo 60% (sessenta por cento) do valor total do crédito liberado pelo BNDES, valor este que deverá ser distribuído proporcionalmente entre os debenturistas que tenham solicitado a recompra.

5.1.2.1 Adicionalmente, somente será recomprado na forma do item 5.1.1 no máximo 50% (cinquenta por cento) das Debêntures detidas por cada debenturista que tenha solicitado a recompra.

5.2 Recompra Facultativa

5.2.1 Não obstante o disposto no item 5.1 acima, será estendido à Emissora, em caso de liberação do crédito referido no item 4.4.2 acima, o direito de recomprar as Debêntures, ainda que não solicitado pelos debenturistas, em valor limitado a no mínimo

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

60% (sessenta por cento) do crédito liberado pelo BNDES, valor este que deverá ser distribuído proporcionalmente entre os debenturistas. Adicionalmente, não poderá ser recomprada quantidade de Debêntures superior a 50% (cinquenta por cento) da quantidade de Debêntures detida por cada debenturista.

5.2.2 Na hipótese prevista no item 5.2.1 acima, não será devido pela Emissora qualquer prêmio pela recompra das Debêntures.

5.2.3 A Emissora terá o prazo de até 16 (dezesseis) dias da data da publicação de que trata o item 4.4.2.1 acima para publicar "Aviso aos Debenturistas", na forma do item 4.9.1 acima, comunicando o exercício do direito de recompra e a forma de pagamento, que deverá ocorrer, no máximo, em até 14 (quatorze) dias da data da publicação do referido "Aviso aos Debenturistas"

5.2.4 Para fins do disposto neste item 5.2, o valor das Debêntures a serem recompradas deverá ser calculado com base no respectivo valor nominal, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a data do efetivo pagamento da recompra.

5.2.5 As Debêntures recompradas pela Emissora da forma prevista nos itens anteriores poderão ser (i) canceladas; (ii) mantidas em tesouraria; ou (ii) recolocadas no mercado.

5.3 Resgate Antecipado Facultativo

5.3.1 A partir do 12º (décimo segundo) mês a contar da Data de Emissão, inclusive, e a cada trimestre encerrado subseqüente, a Emissora poderá resgatar antecipadamente as Debêntures em circulação, mediante deliberação da Assembléia Geral Extraordinária da Emissora e publicação de "Aviso aos Debenturistas", na forma do item 4.9.1 acima, informando a data e o procedimento de resgate.

5.3.2 O resgate antecipado poderá ser total ou parcial, pelo valor nominal unitário da Debênture, na Data de Emissão, acrescido dos Juros Remuneratórios devidos até a data do pagamento das Debêntures resgatadas, e de prêmio equivalente a 0,5% (cinco décimos por cento) sobre o saldo a ser resgatado.

Itaú - BBA ROC Jurídico

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

5.3.3 Na hipótese de deliberação de resgate antecipado parcial, adotar-se-á critério de sorteio, a ser realizado na presença do Agente Fiduciário e com divulgação pela imprensa, de acordo com o disposto no item 4.9.1 acima, inclusive no que concerne às regras do sorteio.

5.3.4 As Debêntures resgatadas nos termos aqui previstos deverão ser canceladas pela Emissora.

5.4 Vencimento Antecipado

5.4.1 O Agente Fiduciário, independentemente de aviso, interpelação ou notificação extrajudicial, deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações constantes desta Escritura e exigir imediatamente da Emissora o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas, em qualquer das seguintes hipóteses:

i) liquidação ou decretação de falência da Emissora e/ou de seus controladores, diretos ou indiretos;

ii) não pagamento do principal, da remuneração ou de quaisquer outros valores devidos aos debenturistas nas datas previstas nesta Escritura;

iii) protesto legítimo de títulos contra a Emissora cujo valor agregado não pago ultrapasse R$10.000.000,00 (dez milhões de reais), salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiros, desde que validamente comprovado pela Emissora, se for cancelado ou ainda se forem prestadas garantias em juízo, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 30 (trinta) dias corridos de sua ocorrência;

iv) vencimento antecipado de qualquer obrigação da Emissora de valor igual ou superior a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou o equivalente em outras moedas;

v) inadimplemento de qualquer obrigação da Emissora de valor igual ou superior a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais) ou o equivalente em outras moedas, desde que não sanado no prazo de 30 (trinta) dias;

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

vi) falta de cumprimento pela Emissora de toda e qualquer obrigação prevista nesta Escritura, desde que não sanado em 15 (quinze) dias da sua ocorrência;

vii) perda pela Emissora, a qualquer tempo, da concessão para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica;

viii) descumprimento pela Emissora de quaisquer obrigações sob o "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" não sanado em 5 (cinco) dias úteis da sua ocorrência; e

ix) não instalação da assembléia geral de debenturistas na forma prevista no item 5.4.2 abaixo para deliberação da declaração de vencimento antecipado das Debêntures.

5.4.1.1 Na ocorrência das hipóteses previstas no item 5.4.1 acima, o Agente Fiduciário, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis, contados da data em que este tomar conhecimento de sua ocorrência, declarará as Debêntures vencidas antecipadamente, mediante envio de carta protocolada na sede da Emissora, com cópia para CETIP, CBLC e à Instituição Depositária.

5.4.2 O Agente Fiduciário deverá convocar imediatamente assembléia geral de debenturistas, a se realizar no prazo de 15 (quinze) dias da data de convocação, para deliberar a declaração de vencimento antecipado de todas as obrigações constantes desta Escritura e exigir da Emissora o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas, em qualquer das seguintes hipóteses:

i) caso Iberdrola S.A., Banco do Brasil S.A. e/ou PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil deixem de controlar, direta ou indiretamente, a Emissora;

ii) pedido de falência e/ou concordata preventiva formulado pela Emissora e/ou pelos seus controladores;

iii) descumprimento dos *covenants* financeiros descritos na cláusula 6 abaixo;

MICROFILMADO
9918021 3-08-04 147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

iv) em caso de deliberação, pela Emissora, de sua cisão, fusão ou incorporação da Emissora, observando-se o artigo 231 da Lei nº 6.404/76;

v) não comunicação ao Agente Fiduciário ou não publicação de "Aviso aos Debenturistas" informando a liberação do crédito referido no item 4.4.2 acima dentro dos prazos previstos nesta Escritura;

vi) não deliberação ou divulgação das condições de repactuação das Debêntures nas datas e condições previstas nesta Escritura;

vii) mudança adversa no estado econômico-financeiro da Emissora ou nas perspectivas de negócio da Emissora que prejudique a capacidade de pagamento das obrigações assumidas nesta Escritura;

viii) alteração do objeto social da Emissora;

ix) ocorrência de pagamento de dividendos, ressalvado o disposto no artigo 202 da Lei nº 6.404/76, ou, por qualquer forma, distribuição de todo ou parte de seu resultado, mesmo para pagamento de debêntures com participação nos lucros, se estiver em mora em relação ao pagamento de quaisquer valores devidos aos debenturistas, relativos às Debêntures objeto desta Emissão, cessando tal proibição tão logo seja purgada a mora;

x) praticar quaisquer atos em desacordo com seu Estatuto Social e esta Escritura, bem como aqueles que possam, direta ou indiretamente, comprometer o pontual e integral cumprimento das obrigações assumidas nesta Escritura;

xi) rescisão, anulação ou declaração de nulidade, no todo ou em parte, do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" ou decisão judicial ou administrativa que de qualquer forma possa afetar a execução das garantias previstas no referido instrumento; e

xii) demais hipóteses previstas em lei.

MICROFILMADO
147849
9916021 3-08-04 2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

5.4.2.1 Na ocorrência de qualquer das hipóteses previstas acima, as Debêntures serão declaradas antecipadamente vencidas, exceto se diversamente deliberado por 85% (oitenta e cinco por cento) dos debenturistas cujas Debêntures estejam em circulação, conforme definido na cláusula 9 abaixo. Uma vez declaradas vencidas as Debêntures, o Agente Fiduciário deverá enviar carta protocolada na sede da Emissora, com cópia para CETIP, CBLC e à Instituição Depositária, comunicando o fato.

5.4.3 Declarado o vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora deverá efetuar o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas em até 30 (trinta) dias corridos, contados do protocolo da carta mencionada nos itens 5.4.1.1 ou 5.4.2.1 acima.

5.4.4 Caso a Emissora não proceda ao pagamento das Debêntures na forma estipulada no item 5.4.3 acima, além dos Juros Remuneratórios devidos, serão acrescidos ao valor nominal das Debêntures os encargos moratórios previstos no item 4.8.3 acima, incidentes desde a data de vencimento antecipado das Debêntures até a data de seu efetivo pagamento.

6. DOS *COVENANTS* FINANCEIROS

6.1 Sem prejuízo do disposto na cláusula 5 acima e nos termos do item 5.4.2 (iii) acima, o Agente Fiduciário deverá convocar imediatamente assembléia geral de debenturistas para deliberar a declaração de vencimento antecipado de todas as obrigações constantes desta Escritura e exigir da Emissora o pagamento integral do valor nominal das Debêntures em circulação, acrescido dos Juros Remuneratórios e de quaisquer outros valores eventualmente devidos, calculados *pro rata temporis*, até a data do pagamento das Debêntures declaradas vencidas, na hipótese de a Emissora não observar os seguintes *covenants* financeiros:

i) manutenção, até a final liquidação de todas as obrigações contidas nesta Escritura, da seguinte razão entre "Dívida Líquida" e "EBITDA":

991802 13-08-04
MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

DÍVIDA LÍQUIDA / EBITDA	
Ano	**Múltiplo**
2004	≤ 3.5x
2005 em diante	≤ 3.0x

ii) manutenção, até a final liquidação de todas as obrigações contidas nesta Escritura, da razão entre "EBITDA" e "Resultado Financeiro" maior ou igual a 2.5 (dois inteiros e cinco décimos), considerado em termos absolutos (em módulo) na hipótese de o "Resultado Financeiro" ser negativo. Na hipótese de o "Resultado Financeiro" ser positivo, o referido compromisso financeiro considerar-se-á atendido.

6.1.1 Para fins do disposto no item 6.1 acima, entende-se como:

i) "Dívida Líquida", o endividamento oneroso total menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras;

ii) "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação ao longo dos últimos 12 (doze) meses ao qual deverá ser adicionado, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, a parcela da amortização da recomposição tarifária do racionamento; e

iii) "Resultado Financeiro", a diferença entre Receitas Financeiras e Despesas Financeiras ao longo dos últimos 12 (doze) meses, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio.

6.2 Todas as menções à Emissora nessa cláusula referem-se às suas demonstrações financeiras consolidadas. Se alguma empresa passar a ser controlada pela Emissora, essa também será parte do conceito de consolidação e obrigação aqui disposto.

6.3 A Emissora deverá encaminhar ao Agente Fiduciário, na data de divulgação de suas demonstrações financeiras trimestrais, demonstrativos comprobatórios do enquadramento aos *covenants* financeiros previstos nesta cláusula referentes ao período dos 12 (doze) meses anteriores à data do demonstrativo.

BVA Departamento Jurídico
BBA ROC Jurídico

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

7. DAS OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA EMISSORA

7.1 A Emissora adicionalmente se obriga a:

i) fornecer ao Agente Fiduciário os seguintes documentos e informações:

a) dentro de, no máximo, 60 (sessenta) dias após o término do primeiro semestre de cada exercício social, cópia de suas demonstrações financeiras relativas ao respectivo semestre social elaboradas conforme exigido pela legislação aplicável, acompanhada (1) de parecer dos auditores independentes e (2) declaração do Diretor de Relações com Investidores da Emissora de que está em dia no cumprimento de todas as suas obrigações previstas nesta Escritura;

b) dentro de, no máximo, 90 (noventa) dias após o término de cada exercício social, (1) cópia de suas demonstrações financeiras completas relativas ao respectivo exercício social encerrado, acompanhadas de parecer dos auditores independentes, (2) declaração do Diretor de Relações com Investidores de que está em dia no cumprimento de todas as suas obrigações previstas nesta Escritura; bem como (3) cópia de qualquer comunicação escrita feita pelos auditores independentes à Emissora e respectivas respostas, com exceção dos "relatórios de controles internos", com referência ao sistema de contabilidade, gestão ou contas da Emissora;

c) dentro de 15 (quinze) dias, qualquer informação que razoavelmente lhe venha a ser solicitada, permitindo que o Agente Fiduciário (ou o auditor independente por este contratado), através de seus representantes legalmente constituídos e previamente indicados, tenha acesso aos seus livros e registros contábeis;

d) as informações pertinentes à Instrução nº 202, de 6 de dezembro de 1993, e Instrução nº 207, de 1º de fevereiro de 2004, ambas da CVM, fornecidas com a mesma periodicidade do envio dessas informações à CVM;

e) com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis, notificação da convocação de qualquer Assembléia Geral e, prontamente, fornecer cópias de todas as

12 FEV 2008
PROTOCOLO GERAL
MOLDES E DOCUMENTOS

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

atas de todas as Assembléias Gerais, bem como a data e ordem do dia da Assembléia a se realizar e de todas as reuniões do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, desde que este último delibere sobre os assuntos que lhe competem por lei;

f) na mesma data de suas publicações, os atos e decisões referidos no item 4.9.1.1 acima;

g) imediatamente, qualquer informação relevante para a presente Emissão que lhe venha a ser solicitada; e

h) informações a respeito de qualquer dos eventos indicados no item 5.4 acima imediatamente após a sua ocorrência;

ii) proceder à adequada publicidade dos dados econômico-financeiros, nos termos exigidos pela Lei nº 6.404/76, promovendo a publicação das suas demonstrações financeiras, nos termos exigidos pela legislação em vigor;

iii) manter a sua contabilidade atualizada e efetuar os respectivos registros de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil;

iv) convocar assembléia geral de debenturistas para deliberar sobre qualquer das matérias que direta ou indiretamente se relacione com a presente Emissão, nos termos da cláusula 9 desta Escritura, caso o Agente Fiduciário não o faça;

v) cumprir todas as determinações da CVM, com o envio de documentos e prestando, ainda, as informações que lhe forem solicitadas;

vi) submeter, na forma da lei, suas contas e balanços a exame por empresa de auditoria independente registrada na CVM;

vii) manter sempre atualizado o registro de companhia aberta na CVM e fornecer aos seus acionistas e debenturistas as demonstrações financeiras elaboradas e aprovadas, previstas no artigo 176 e 279 da Lei nº 6.404/76, quando solicitado;

12 AGO 2004 1357948
PROTOCOLO DE DOCUMENTOS

Itaú BBA
ROC
Jurídico

9918021 3-08-04

MICROFILMADO
167843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

viii) manter em adequado funcionamento órgão para atender, de forma eficiente, aos debenturistas, ou contratar instituições financeiras autorizadas para a prestação desse serviço;

ix) não realizar operações fora de seu objeto social, observadas as disposições estatutárias, legais e regulamentares em vigor;

x) notificar o Agente Fiduciário sobre qualquer ato ou fato que possa causar interrupção ou suspensão das atividades da Emissora;

xi) manter seus bens adequadamente segurados, conforme práticas correntes, se for o caso;

xii) cumprir, em todos os aspectos, todas as leis, regras, regulamentos e ordens aplicáveis em qualquer jurisdição na qual realizar negócios ou possua ativos; e

xiii) submeter, anualmente, a presente Emissão à revisão e avaliação pela agência classificadora de risco contratada, disponibilizando ao Agente Fiduciário cópia dos relatórios que vierem a ser emitidos, no prazo de até 5 (cinco) dias úteis contados da data de seu recebimento.

8. DO AGENTE FIDUCIÁRIO

8.1 A Emissora constitui e nomeia Planner Corretora de Valores S.A., acima qualificada, como Agente Fiduciário desta Emissão, que expressamente aceita a nomeação para, nos termos da legislação e da presente Escritura, representar a comunhão de titulares das Debêntures perante a Emissora.

8.2 O Agente Fiduciário declara:

i) não ter qualquer impedimento legal, sob as penas da lei, conforme artigo 66, §3º, da Lei nº 6.404/76, e o artigo 10 da Instrução nº 28, de 23 de novembro de 1983, da CVM, para exercer a função que lhe é conferida;

ii) aceitar a função que lhe é conferida, assumindo integralmente os deveres e atribuições previstos na legislação específica e nesta Escritura;

Itaú BBA RJOC Jurídico

MICROFILMADO
991802 13-08-04 147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

iii) ter verificado, neste ato, a veracidade das informações contidas na presente Escritura;

iv) ter verificado que a constituição da garantia real atende ao limite previsto no artigo 60 da Lei nº 6.404/76;

v) aceitar integralmente a presente Escritura e todas as suas cláusulas e condições; e

vi) ter verificado a regularidade da constituição das garantias reais prestadas aos debenturistas, bem como o valor dos bens dados em garantia, observando a manutenção de sua suficiência e exeqüibilidade.

8.2.1 A Emissora, por sua vez, declara não ter qualquer ligação com o Agente Fiduciário que o impeça de exercer, plenamente, suas funções.

8.3 Nas hipóteses de ausência e impedimentos temporários, renúncia, intervenção, liquidação, falência ou qualquer outro motivo de vacância do Agente Fiduciário, será realizada, dentro do prazo máximo de 30 (trinta) dias contados do evento que a determinar, assembléia geral de debenturistas para a escolha de novo agente fiduciário, a qual poderá ser convocada pelo próprio Agente Fiduciário a ser substituído, pela Emissora, por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

8.3.1 Na hipótese da convocação não ocorrer até 8 (oito) dias antes do término do prazo referido no item 8.3 acima, caberá à Emissora efetuá-la.

8.3.2 A CVM poderá nomear substituto provisório para o Agente Fiduciário na hipótese de vacância.

8.3.3 Na hipótese de o Agente Fiduciário não poder continuar a exercer as suas funções por circunstâncias supervenientes a esta Escritura, deverá comunicar imediatamente o fato aos debenturistas, solicitando sua substituição.

12 AGO 2004

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

8.3.4 É facultado aos debenturistas, após o encerramento do prazo para a distribuição das Debêntures, proceder à substituição do Agente Fiduciário e à indicação de seu eventual substituto, em assembléia especialmente convocada para esse fim.

8.3.5 A substituição do Agente Fiduciário fica sujeita à comunicação prévia à CVM e à sua manifestação acerca do atendimento aos requisitos previstos no artigo 8º da Instrução nº 28/83, da CVM, e eventuais normas posteriores.

8.3.6 A substituição, em caráter permanente, do Agente Fiduciário deverá ser objeto de aditamento à presente Escritura, que deverá ser averbado na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte, onde será inscrita a presente Escritura.

8.3.7 O Agente Fiduciário entrará no exercício de suas funções a partir da data de celebração da presente Escritura ou de eventual aditamento relativo à sua substituição, devendo permanecer no exercício de suas funções até a sua efetiva substituição ou cumprimento de todas suas obrigações sob esta Escritura e a legislação em vigor.

8.3.8 Aplicam-se às hipóteses de substituição do Agente Fiduciário as normas e preceitos da CVM.

8.4 Além de outros previstos em lei ou em ato normativo da CVM, constituem deveres e atribuições do Agente Fiduciário:

i) proteger os direitos e interesses dos debenturistas, aplicando no exercício da função o cuidado e a diligência que todo homem ativo e probo costuma empregar na administração de seus próprios bens;

ii) renunciar à função na hipótese de superveniência de conflitos de interesse ou de qualquer outra modalidade de inaptidão;

iii) conservar em boa guarda toda a escrituração, correspondência e demais papéis relacionados com o exercício de suas funções;

iv) verificar, no momento de aceitar a função, a veracidade das informações contidas nesta Escritura, diligenciando no sentido de que sejam sanadas as omissões, falhas ou defeitos de que tenha conhecimento;

BVA Dept. Jurídico
Jurídico

9918021 3-08-04 MICROFILMADO 147843 2º OFÍCIO DE NOTAS RTD - NATAL/RN

v) promover, nos competentes órgãos, caso a Emissora não o faça, a inscrição desta Escritura e respectivos aditamentos, sanando as lacunas e irregularidades porventura neles existentes. Neste caso, o oficial do registro notificará a administração da Emissora para que esta lhe forneça as indicações e documentos necessários;

vi) acompanhar a observância da periodicidade na prestação das informações obrigatórias, alertando os debenturistas acerca de eventuais omissões ou inverdades constantes de tais informações;

vii) emitir parecer sobre a suficiência das informações constantes das eventuais propostas de modificações nas condições das Debêntures;

viii) solicitar, quando julgar necessário para o fiel cumprimento de suas funções, certidões atualizadas dos distribuidores cíveis, das varas da Fazenda Pública, cartórios de protesto, varas trabalhistas e procuradoria da Fazenda Pública da localidade da sede da Emissora;

ix) solicitar, quando considerar necessário, auditoria extraordinária na Emissora;

x) convocar, quando necessário, assembléia geral de debenturistas, mediante anúncio publicado, pelo menos 3 (três) vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações;

xi) comparecer à assembléia geral de debenturistas a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas;

xii) elaborar relatório destinado aos debenturistas, nos termos do artigo 68, § 1º, b, da Lei n.º 6.404/76, o qual deverá conter, ao menos, as seguintes informações:

a) eventual omissão ou inverdade de que tenha conhecimento, contida nas informações divulgadas pela Emissora, ou, ainda, o inadimplemento ou atraso na obrigatória prestação de informações pela Emissora;

b) alterações estatutárias ocorridas no período;

991802 13-08-04 MICROFILMADO 147843 2º OFÍCIO DE NOTAS RTD - NATAL/RN

c) comentários sobre as demonstrações financeiras da Emissora enfocando os indicadores econômicos, financeiros e a estrutura de capital da Emissora;

d) posição da distribuição ou colocação das Debêntures no mercado;

e) resgate e pagamento de juros das Debêntures realizado no período, bem como aquisições e vendas de Debêntures efetuadas pela Emissora;

f) acompanhamento da destinação dos recursos captados através da Emissão, de acordo com os dados obtidos junto aos administradores da Emissora;

g) relação dos bens e valores entregues à sua administração;

h) cumprimento de outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura;

i) declaração sobre sua aptidão para continuar exercendo a função de Agente Fiduciário;

xiii) colocar o relatório de que trata o item 8.4 (xii) acima à disposição dos debenturistas no prazo máximo de 4 (quatro) meses, a contar do encerramento do exercício social da Emissora, ao menos nos seguintes locais:

a) na sede da Emissora;

b) no seu escritório ou em local indicado pelo Agente Fiduciário;

c) na CVM; e

d) na instituição que liderou a colocação das Debêntures;

xiv) publicar, nos órgãos da imprensa em que a Emissora deva efetuar suas publicações, anúncio comunicando aos debenturistas que o relatório se encontra à sua disposição nos locais indicados no item 8.4 (xiii) acima;

12 AGO 2004 17:52:06

9918021 3-0804

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

xv) manter atualizada a relação dos debenturistas e seus endereços, mediante, inclusive, gestões junto à Emissora;

xvi) coordenar o rateio das Debêntures a serem resgatadas antecipadamente, se for o caso;

xvii) fiscalizar o cumprimento das cláusulas constantes desta Escritura, especialmente daquelas que impõem obrigações de fazer e de não fazer;

xviii) notificar os debenturistas, se possível individualmente, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, de qualquer inadimplemento, pela Emissora, de obrigações assumidas na presente Escritura, indicando o local em que fornecerá aos interessados mais esclarecimentos. Comunicação de igual teor deve ser enviada:

a) à CVM; e

b) à CETIP e/ou CBLC.

xix) verificar a observância, pela Emissora, dos limites de emissão previsto no artigo 60 da Lei nº 6.404/76, em função da garantia real oferecida.

8.5 O Agente Fiduciário usará de quaisquer procedimentos judiciais ou extrajudiciais contra a Emissora para a proteção e defesa dos interesses da comunhão dos debenturistas e da realização de seus créditos, devendo, em caso de inadimplemento da Emissora:

i) declarar, observadas as condições da presente Escritura, antecipadamente vencidas as Debêntures e cobrar seu principal e acessórios nas condições acima especificadas;

ii) executar a garantia real, aplicando o produto no pagamento, integral ou proporcional, dos debenturistas;

iii) tomar qualquer providência necessária para a realização dos créditos dos debenturistas; e

1º REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
12 MAR 2004
1.957.941

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

iv) representar os debenturistas em processo de falência, concordata, intervenção ou liquidação extrajudicial da Emissora.

8.6 O Agente Fiduciário somente se eximirá da responsabilidade pela não adoção das medidas contempladas nos subitens 8.5 (i) a 8.5 (iii) acima se, convocada a assembléia geral de debenturistas, esta assim o autorizar por deliberação da unanimidade das Debêntures em circulação, bastando, porém, a deliberação da maioria dos titulares das Debêntures em circulação quando tal hipótese se referir ao disposto no subitem 8.5 (iv) acima.

8.7 Será devida ao Agente Fiduciário, a título de honorários pelo desempenho dos deveres e atribuições que lhe competem, nos termos da legislação em vigor e desta Escritura, a seguinte remuneração:

i) parcelas trimestrais de R$7.500,00 (sete mil e quinhentos reais), devida a primeira parcela na data de assinatura da presente Escritura e as demais parcelas devidas trimestral e consecutivamente, nessa mesma data; e

ii) do valor da primeira parcela será deduzido o montante de R$3.000,00 (três mil reais), já pago pela Emissora a título de custo de implantação.

8.7.1 Na hipótese de ocorrer o cancelamento ou o resgate da totalidade das Debêntures em circulação, o Agente Fiduciário fará jus somente à remuneração calculada *pro rata temporis* pelo período da efetiva prestação dos serviços, devendo restituir à Emissora a diferença entre a remuneração recebida e aquela a que fez jus.

8.7.2 O pagamento da remuneração do Agente Fiduciário será feito mediante quitação de boleto bancário a ser encaminhado pelo Agente Fiduciário à Emissora nas datas aprazadas.

8.7.3 A remuneração devida ao Agente Fiduciário nos termos do item 8.7 acima será atualizada anualmente com base na variação percentual acumulada do Índice Geral de Preços de Mercado, calculado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M/FGV"), ou na sua falta, pelo mesmo índice que vier a substituí-lo.

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

8.7.4 A remuneração prevista no item 8.7 acima será acrescida dos seguintes tributos: Imposto sobre Serviços e Qualquer Natureza (ISS), contribuição ao Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e quaisquer outros tributos que venham a incidir sobre referida remuneração, excetuando-se o Imposto de Renda, nas alíquotas vigentes nas datas de cada pagamento, devendo o Agente Fiduciário discriminar os tributos e respectivos valores, por ocasião da apresentação da faturas de cobrança.

8.7.5 Fica estabelecido que, na hipótese de vir a ocorrer a substituição do Agente Fiduciário, o substituído deverá repassar a parcela proporcional da remuneração inicialmente recebida sem a contrapartida do serviço prestado, calculada *pro rata temporis*, desde a data de pagamento da remuneração até a data da efetiva substituição, ao agente fiduciário substituto, como forma de remuneração dos serviços a serem por ele prestados. O agente fiduciário substituto fará jus à mesma remuneração devida ao Agente Fiduciário, calculada proporcionalmente ao tempo de prestação de serviço restante, exceto se deliberado de forma diversa pela assembléia geral de debenturistas nos termos da cláusula 9 abaixo.

8.8 A Emissora ressarcirá o Agente Fiduciário de todas as despesas em que tenha, comprovadamente, incorrido para proteger os direitos e interesses dos debenturistas ou para realizar seus créditos.

8.8.1 O ressarcimento a que se refere o item 8.8 acima será efetuado imediatamente após a realização da respectiva prestação de contas à Emissora.

8.8.2 No caso de inadimplemento da Emissora, todas as despesas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o Agente Fiduciário venha a incorrer para resguardar os interesses dos debenturistas deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos debenturistas, e posteriormente, conforme previsto em lei, ressarcidas pela Emissora.

8.8.3 Tais despesas a serem adiantadas pelos debenturistas incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos, custas e taxas judiciárias de ações propostas pelo Agente Fiduciário ou decorrentes de ações intentadas contra ele no exercício de sua função, ou ainda que lhe causem prejuízos ou riscos financeiros, enquanto representante da comunhão dos debenturistas.

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

8.8.4 As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos debenturistas, bem como a remuneração e as despesas reembolsáveis do Agente Fiduciário, na hipótese de a Emissora permanecer em inadimplência com relação ao pagamento destas por um período superior a 30 (trinta) dias, podendo o Agente Fiduciário solicitar garantia prévia dos debenturistas para cobertura do risco da sucumbência.

8.8.5 As despesas a que se refere o item 8.8 compreenderão, inclusive, aquelas incorridas com:

i) publicação de relatórios, avisos e notificações, conforme previsto nesta Escritura, e outras que vierem a ser exigidas por regulamentos aplicáveis;

ii) extração de certidões;

iii) locomoções entre Estados da Federação e respectivas hospedagens, quando necessárias ao desempenho das funções;

iv) eventuais levantamentos adicionais e especiais ou periciais que vierem a ser imprescindíveis, se ocorrerem omissões e/ou obscuridades nas informações pertinentes aos estritos interesses dos debenturistas.

8.8.6 O crédito do Agente Fiduciário por despesas incorridas para proteger direitos e interesses ou realizar créditos dos debenturistas que não tenha sido saldado na forma ora estabelecida será acrescido à dívida da Emissora e terá preferência sobre as Debêntures na ordem de pagamento.

9. DA ASSEMBLÉIA GERAL DE DEBENTURISTAS

9.1 Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembléia a fim de deliberar sobre matéria de interesse da comunhão dos debenturistas.

9.2 Aplica-se à assembléia de debenturistas, no que couber, além do disposto na presente Escritura, o disposto da Lei nº 6.404/76 sobre assembléia de acionistas.

1º OFÍCIO DE NOTAS
TRASLADO E DOCUMENTOS
NATAL - RN
30 DEZ 2004
1357946

MICROFILMADO
991802 13-08-04
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

9.3 A assembléia geral de debenturistas pode ser convocada (i) pelo Agente Fiduciário; (ii) pela Emissora; (iii) por debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação; ou (iv) pela CVM.

9.4 A assembléia geral de debenturistas se instalará, em primeira convocação, com a presença de debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em circulação e, em segunda convocação, com qualquer número de debenturistas.

9.5 Serão excluídas do quorum de instalação e deliberação as Debêntures que se encontrarem em tesouraria da Emissora, ou de titularidade de suas coligadas ou controladas, bem como de respectivos diretores, conselheiros e acionistas controladores. Fica definido que o total de Debêntures assim calculado como sendo as Debêntures em circulação.

9.6 Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora nas assembléias dos debenturistas.

9.7 O Agente Fiduciário deverá comparecer à assembléia e prestar aos debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

9.8 A presidência da assembléia caberá ao debenturista eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM.

9.9 Nas deliberações da assembléia, a cada Debênture caberá um voto. As deliberações serão tomadas pela maioria dos presentes, exceto quando de outra forma prevista nesta Escritura e nas seguintes hipóteses:

i) alteração de prazos, do cronograma de amortização, da remuneração das Debêntures, quoruns ou da garantia prevista nesta Escritura, cuja deliberação dependerá da aprovação de 100% (cem por cento) das Debêntures em circulação;

ii) modificação das demais condições das Debêntures, cuja deliberação dependerá da aprovação de, no mínimo, 85% (oitenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação.

2º REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
Natal - RN
28 SET 2004
51.979

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira
Fone: 222-2220
Natal - RN

10. DECLARAÇÕES E GARANTIAS DO AGENTE FIDUCIÁRIO

10.1 O Agente Fiduciário declara e garante à Emissora que:

i) está devidamente autorizado a celebrar esta Escritura e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

ii) a celebração desta Escritura e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pelo Agente Fiduciário;

iii) esta Escritura constitui uma obrigação legal, válida e vinculante do Agente Fiduciário, exeqüível de acordo com os seus termos e condições; e

iv) as pessoas que a representam na assinatura desta Escritura têm poderes bastantes para tanto.

11. DECLARAÇÕES E GARANTIAS DA EMISSORA

11.1 A Emissora declara e garante ao Agente Fiduciário que:

i) está devidamente autorizada a celebrar esta Escritura e a cumprir com todas as obrigações previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

12 AGO 2008
PROTOCOLO E INTEGRAÇÃO
TÍTULOS E DOCUMENTOS

ii) a celebração desta Escritura e o cumprimento das obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pela Emissora;

iii) é uma sociedade devidamente organizada, constituída e existente sob a forma de sociedade anônima de capital aberto de acordo com as leis brasileiras, bem como está devidamente autorizada a desempenhar a atividade descrita em seu objeto social;

iv) as pessoas que a representam na assinatura desta Escritura têm poderes bastantes para tanto;

Natal - RN
PLC
Jurídico

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN
991802 13-08-04

v) os termos desta Escritura não contrariam qualquer ordem, decisão ou sentença administrativa ou judicial que afete a Emissora, suas controladoras, controladas ou coligadas, diretas ou indiretas, ou quaisquer de seus bens e propriedades;

vi) esta Escritura constitui uma obrigação legal, válida e vinculante da Emissora, exeqüível de acordo com os seus termos e condições;

vii) os prospectos preliminar e definitivo relativos à emissão das Debêntures contêm todas as informações relevantes em relação à Emissora e seus controladores, controladas e coligadas, no contexto da presente Emissão e necessárias para que os investidores e seus consultores tenham condições de fazer uma análise correta dos ativos, passivos, das responsabilidades da Emissora, de sua condição financeira, lucros, perdas e direitos em relação às Debêntures, não contendo declarações falsas ou omissões de fatos relevantes, nas circunstâncias em que essas declarações foram dadas, sendo que tais informações não são enganosas, incorretas ou inverídicas;

viii) as opiniões e análises expressas no prospecto em relação à Emissora foram dadas honestamente, sendo expressadas após serem consideradas todas as circunstâncias relevantes e com base em suposições razoáveis;

ix) não há outros fatos em relação à Emissora, suas controladas e coligadas ou às Debêntures cuja omissão, no contexto dessa Emissão, faça com que alguma declaração do prospecto seja materialmente enganosa, incorreta ou inverídica;

x) todos os esforços foram feitos pela Emissora para assegurar-se de que as declarações, informações e fatos descritos no prospecto são verdadeiros;

xi) a celebração da Escritura de Emissão e a colocação das Debêntures não infringem, qualquer disposição legal, contrato ou instrumento do qual a Emissora, controladores, controladas e/ou coligadas sejam partes ou no qual seus bens e propriedades estejam vinculados, nem irá resultar em: (i) vencimento antecipado de qualquer obrigação estabelecida em qualquer desses contratos ou instrumentos; (ii) criação de qualquer ônus sobre qualquer ativo ou bem da Emissora, controladores, controladas e/ou coligadas ou (iii) rescisão de qualquer desses contratos ou instrumentos;

12 AGO 2004

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

xii) as demonstrações financeiras da Emissora de 31 de dezembro de 2003, 31 de dezembro de 2002 e 31 de dezembro de 2001 representam corretamente a posição financeira da Emissora, controladas e/ou coligadas em tais datas e foram devidamente elaboradas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil;

xiii) a Emissora, controladores, controladas e coligadas estão cumprindo as leis, regulamentos, normas administrativas e determinações dos órgãos governamentais, autarquias ou tribunais, aplicáveis à condução de seus negócios; e

xiv) exceto pelas contingências informadas no prospecto, não há qualquer ação judicial, procedimento administrativo ou arbitral, inquérito ou outro tipo de investigação governamental que possa vir a causar impacto adverso relevante na Emissora, controladas ou coligadas, em suas condições financeiras ou em suas atividades.

11.2 A Emissora se compromete a notificar imediatamente os debenturistas e o Agente Fiduciário caso quaisquer das declarações aqui prestadas tornem-se total ou parcialmente inverídicas, incompletas ou incorretas.

12. DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

12.1 Não se presume a renúncia a qualquer dos direitos decorrentes da presente Escritura. Desta forma, nenhum atraso, omissão ou liberalidade no exercício de qualquer direito ou faculdade que caiba aos debenturistas em razão de qualquer inadimplemento da Emissora prejudicará o exercício de tal direito ou faculdade, ou será interpretado como renúncia ao mesmo, nem constituirá novação ou precedente no tocante a qualquer outro inadimplemento ou atraso.

12.2 Caso qualquer das disposições ora aprovadas venha a ser julgada ilegal, inválida ou ineficaz, prevalecerão todas as demais disposições não afetadas por tal julgamento, comprometendo-se as partes, em boa-fé, a substituírem a disposição afetadas por outra que, na medida do possível, produza o mesmo efeito.

991802 13-02-04

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS
Avenida Tavares de Lira 5
Natal - RN

13. FORO

13.1 Fica eleito o Foro da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, para dirimir quaisquer dúvidas ou controvérsias oriundas desta Escritura, com renúncia a qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

E por estarem assim justas e contratadas, as partes firmam a presente Escritura, em 4 (quatro) vias de igual teor e forma, na presença de 2 (duas) testemunhas.

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

José Roberto Bezerra de Medeiros
Diretor Presidente

Por: Afonso José Walker
Superintendente Financeiro
Cargo:

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradores

Testemunhas:

1.
Nome:
RG.: 773.671/RN

2.
Nome:
RG: 323.500 ITEP/RN

Folha 01234 da 0501 Folha 12 CVM final sem marcas dos

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd.rj.com.br

AR REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
PROTOCOLO E INTEGRAÇÃO
12 AGO 2004
1557946

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

2º OFÍCIO DE NOTAS

ANEXO I

Este Anexo I é parte integrante da "Escritura Particular da 2ª Emissão Pública de 1.200 (mil e duzentas) Debêntures Não Conversíveis em Ações, em Série Única, da Espécie com Garantia Real, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte" celebrada entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern e Planner Corretora de Valores S.A. em 4 de agosto de 2004

INSTRUMENTO DE CONSTITUIÇÃO DE PENHOR, VINCULAÇÃO DE DIREITOS CREDITÓRIOS E OUTRAS AVENÇAS

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

José Roberto Bezerra de Medeiros
Diretor Presidente

Por: Afonso José Walker
Superintendente Financeiro

Cargo:

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Procuradora

Cargo:

Testemunhas:

1.

Nome:

RG.:

2.

Nome:

RG:

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd.rj.com.br

BVA
Jurídico

Ibaú - BBA
RDC
Jurídico

991802 13-08-04

MICROFILMADO
147849
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO XI

Este Anexo X é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004.

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO – BNDES/FINEM Nº 61.928

São Paulo, 4 de agosto de 2004

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Por: José Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

Por: Afonso José Walker
Cargo: Superintendente Financeiro

PLANNER CORRETORA DE VALORES S.A.

Por: Viviane A. R. dos Santos
Cargo: Procuradora

Por: Lucinéia da Cunha
Cargo: Procuradora

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Por:
Cargo: Lillian Márcia Machado
gerente

Por: Hiaro Kazuaki Morashashi
CPF. 906.284.118-04
Cargo: Superintendente

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.

Por: Fernando L. P. Spinetti
Gerente Geral
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

6º OFÍCIO REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS www.6rtdrj.com.br

12 AGO 2004 RIO DE JANEIRO 57913

991502 13-08-04 MICROFILMADO
147843
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD NATAL/RN

(Esta página é parte integrante do Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças firmado entre Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, Planner Corretora de Valores S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco ABC Brasil S.A., Banco BVA S.A. e Banco do Brasil S.A em 4 de agosto de 2004)

BANCO ABC BRASIL S.A.

Por:
Cargo:

Por:
Cargo:

BANCO BVA S.A.

Por:
Cargo: JOSÉ AUGUSTO FIDES SANTOS
CPF 236.183.967-91

Por:
Cargo: LUIZ ANTONIO WANDERLEY
CPF 108.158.481-53

BANCO DO BRASIL S.A.

Por:
Cargo: Gustavo Cromwell Dantas Tinôco
Gerente de Agência
CPF: 200.853.844-72

Por:
Cargo:

Testemunhas:

1.
Nome:
RG: 773.671/RN

2.
Nome:
RG:

Itaú - BBA
ROC

12 AGO 2004
4.557.476
4º REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS

6º OFÍCIO
REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
www.6rtd.rj.com.br

BVA
Depto Jurídico

991802 13-08 04

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO – BNDES/FINEM
Nº 61.928 MICROFILMADO

125023
2º OFÍCIO DE NOTAS
RIO GRANDE DO NORTE

I. BENEFICIÁRIA

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN, empresa com sede na cidade de Natal/RN, na Rua Mermoz, n.º 150, inscrita no C.N.P.J./MF sob o n.º 08.324.196/0001-81.

II. AGENTES FINANCEIROS

BANCO CREDIBANCO S.A., com sede social na cidade do Rio de Janeiro/RJ, na Av. Almirante Barroso, n.º 52 - 4º andar/parte e sede administrativa na cidade de São Paulo/SP, na Av. Paulista n.º 1294 – 20º/21º andares, inscrito no C.N.P.J./MF sob o n.º 33.461.468/0001-32;
BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A., com sede na cidade de São Paulo/SP, na Alameda Santos, n.º 466, 4º andar, inscrito no C.N.P.J./MF sob o n.º 60.770.336/0001-65;
BANCO BBA CREDITANSTALT S.A., com sede na cidade de São Paulo/SP, na Av. Paulista, n.º 37 – 19º/20º andares, inscrito no C.N.P.J./MF sob o n.º 31.516.198/0001-94;
BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A., com sede social na cidade de São Paulo/SP, na Av. Paulista n.º 1000, inscrita no C.N.P.J./MF sob o n.º 60.942.638/0001-73;
BANCO ABC BRASIL S.A., com sede social na cidade de São Paulo/SP, na Av. Paulista n.º 37 – 14º/15º andares, inscrito no C.N.P.J./MF sob o n.º 28.195.667/0002-97;e
BANCO BVA S.A., com sede na cidade de Rio de Janeiro/RJ, na Avenida Rio Branco, n.º 109 – 13º andar, inscrito no C.N.P.J./MF sob o n.º 32.254.138/0001-03.

Em decorrência do Contrato de Constituição de Consórcio firmado entre os **AGENTES FINANCEIROS**, nesta data, do qual este instrumento faz parte integrante e inseparável, ficou estabelecido que o **BANCO CREDIBANCO S.A.** será designado **LÍDER** do Consórcio.

III. FINALIDADE

Repasse de recursos à **BENEFICIÁRIA** destinado ao plano de investimentos em expansão, melhorias e modernização do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica na sua área de concessão, abrangendo os anos de 1999 a 2001.

IV. CONDIÇÕES DA OPERAÇÃO

VALOR DO CRÉDITO: R$ 65.219.340,00 (sessenta e cinco milhões, duzentos e dezenove mil e trezentos e quarenta reais), dividido em 04 (quatro) subcréditos, conforme estabelecido na Cláusula 1;
PRAZO TOTAL: 96 (noventa e seis) meses, incluindo prazo de carência;
PRAZO DE AMORTIZAÇÃO: até 72 (setenta e dois) meses;
TAXA DE JUROS: 4,50% (quatro inteiros e cinqüenta centésimos de inteiro por cento) ao ano (a título de "spread"), acima da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, divulgada pelo Banco Central do Brasil.

V. GARANTIAS

Vinculação de parte da receita auferida pela **BENEFICIÁRIA**, decorrente da prestação de serviços de energia elétrica ou de outros recursos que, com idêntica finalidade vierem a substituí-la, equivalente ao mínimo correspondente a 140% (cento e quarenta por cento) do valor de cada obrigação devida pela **BENEFICIÁRIA**, conforme estabelecido na Cláusula 12.1.1.

Nota Promissória emitida pela **BENEFICIÁRIA**, com vencimento à vista, no valor correspondente a 130% (cento e trinta por cento) do valor do crédito, conforme estabelecido na Cláusula 12.1.2.

REGISTRADO

991802 13-02-04

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO – BNDES/FINEM Nº 61.928

125023

CLÁUSULA PRIMEIRA – NATUREZA, ORIGEM E VALOR DO CRÉDITO

1.1. Os **AGENTES FINANCEIROS**, qualificados no Quadro II do preâmbulo, contratam com a **BENEFICIÁRIA** qualificada no Quadro I do preâmbulo, uma operação de financiamento, dividida em quatro subcréditos abaixo especificados, a ser provida com recursos ordinários do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, adiante mencionado abreviadamente BNDES, deferida conforme decisão do BNDES - DIR n.º 163/2000, de 27 de março de 2000, que são compostos, dentre outras fontes, pelos recursos do Fundo de Amparo ao Trabalhador - FAT, pelos recursos originários do FAT - Depósitos Especiais e do Fundo de Participação PIS/PASEP, respeitada, quanto à sua alocação, a legislação aplicável a cada uma das aludidas fontes, à conta do Contrato de Abertura de Crédito n.º 91.2.149.6.1.013, celebrado em 19.07.91, entre o BNDES e os Agentes Financeiros, observado o disposto na cláusula 4.2.:

a. **Subcrédito "A"**: o valor de R$ 37.764.870,00 (trinta e sete milhões, setecentos e sessenta e quatro mil e oitocentos e setenta reais).

b. **Subcrédito "B"**: o valor de R$ 14.974.770,00 (quatorze milhões, novecentos e setenta e quatro mil e setecentos e setenta reais).

c. **Subcrédito "C"**: o valor de R$ 8.142.260,00 (oito milhões, cento e quarenta e dois mil e duzentos e sessenta reais).

d. **Subcrédito "D"**: o valor de R$ 4.337.440,00 (quatro milhões, trezentos e trinta e sete mil e quatrocentos e quarenta reais).

1.2. Os recursos decorrentes de cada um dos subcréditos mencionados no "caput" desta cláusula serão repassados aos **AGENTES FINANCEIROS**, nas seguintes proporções:

AGENTES FINANCEIROS	VALORES (R$)	%
BANCO CREDIBANCO S.A.	6.000.000,00	9,20
BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.	18.219.340,00	27,94
BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.	15.000.000,00	23,00
BANCO BBA CREDITANSTALT S.A.	10.000.000,00	15,33
BANCO ABC BRASIL S.A.	10.000.000,00	15,33
BANCO BVA S.A.	6.000.000,00	9,20
TOTAL	**65.219.340,00**	**100,00**

CLÁUSULA SEGUNDA - DA ALTERAÇÃO DO CRITÉRIO LEGAL DE REMUNERAÇÃO DOS RECURSOS

2.1. Na hipótese de vir a ser substituído o critério legal de remuneração dos recursos repassados ao BNDES, originários do Fundo de Participação PIS/PASEP e do Fundo de Amparo ao Trabalhador - FAT, a remuneração prevista na cláusula 6, poderá, a critério do BNDES, passar a ser efetuada mediante utilização do novo critério de remuneração dos aludidos recursos, ou outro, indicado pelo BNDES, que além de preservar o valor real da operação, a remunere nos mesmos níveis anteriores. Nesse caso, o BNDES comunicará a alteração, por escrito, aos **AGENTES FINANCEIROS**, e estes à **BENEFICIÁRIA**.

CLÁUSULA TERCEIRA - FINALIDADE DO CRÉDITO

3.1. Os recursos decorrentes do presente financiamento deverão ser utilizados pela **BENEFICIÁRIA**, exclusivamente para a finalidade estipulada no Quadro III do preâmbulo, assim definido para cada um dos subcréditos:

a. **Subcrédito "A"**: destinado à execução de obras e serviços, bem como à aquisição de materiais necessários à implantação do projeto ora financiado, abrangendo os anos de 1999 e 2000.

b. **Subcrédito "B"**: destinado à execução de obras e serviços, bem como à aquisição de materiais necessários à implantação do projeto ora financiado, abrangendo o ano de 2001.

REGISTRADO

c. **Subcrédito "C"**: destinado à aquisição de equipamentos nacionais necessários à implantação do projeto ora financiado, abrangendo os anos de 1999 e 2000.

d. **Subcrédito "D"**: destinado à aquisição de equipamentos nacionais necessários à implantação do projeto ora financiado, abrangendo o ano de 2001.

CLÁUSULA QUARTA - DISPONIBILIDADE DO CRÉDITO

4.1. Os recursos serão disponibilizados aos **AGENTES FINANCEIROS**, na proporção estabelecida na cláusula 1.2., parceladamente, depois de cumpridas as condições suspensivas para utilização referidas na Cláusula 13.1., de acordo com as necessidades para a realização do projeto, respeitada a programação financeira do BNDES que está subordinada à definição de recursos, para suas aplicações, pelo Conselho Monetário Nacional e a disponibilidade dos recursos provenientes do Contrato de Abertura de Crédito n.º 91.2.149.6.1.013.

4.2. O valor de cada parcela do crédito a ser colocada à disposição dos **AGENTES FINANCEIROS** será calculado de acordo com o critério estabelecido na lei instituidora da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP para a determinação dos saldos dos financiamentos contratados pelo Sistema BNDES até 30 de novembro dé 1994.

4.3. Os recursos serão transferidos pelos **AGENTES FINANCEIROS** à **BENEFICIÁRIA**, no prazo máximo de 03 (três) dias úteis, contados da data do recebimento dos recursos pelos **AGENTES FINANCEIROS**.

4.4. Nenhuma liberação será efetuada antes que o BNDES desembolse aos **AGENTES FINANCEIROS** a quantia correspondente a cada um deles, ficando estabelecido que nenhuma responsabilidade caberá aos **AGENTES FINANCEIROS** na hipótese de o BNDES sustar os desembolsos ou efetuá-los apenas parcialmente, ou, subordiná-los à condições não previstas neste Contrato, ou ainda, cancelar, total ou parcialmente, o crédito concedido aos **AGENTES FINANCEIROS**.

CLÁUSULA QUINTA – PRAZOS DE UTILIZAÇÃO, CARÊNCIA E AMORTIZAÇÃO

5.1. Com relação aos prazos estipulados no Quadro IV do preâmbulo, deverão ser observadas as seguintes características:

a. **Prazo de utilização**:

- Subcréditos **"A" e "C"**: até 18 (dezoito) meses, contados a partir da data de assinatura deste Contrato.
- Subcréditos **"B" e "D"**: até 30 (trinta) meses, contados a partir da data de assinatura deste Contrato.

b. **Prazo de carência:**

- Subcréditos **"A" e "C"**: 24 (vinte e quatro) meses, contados a partir do dia 15 (quinze) subseqüente a data de assinatura deste Contrato. Os juros serão exigíveis, trimestralmente, durante o prazo de carência, no dia 15 (quinze) dos meses de setembro, dezembro, março e junho de cada ano, no período compreendido entre 15.06.2000 à 15.06.2002, e, mensalmente, durante o prazo de amortização juntamente com as prestações do principal, e no vencimento ou liquidação do presente Contrato.
- Subcréditos **"B" e "D"**: até 36 (trinta e seis) meses, contados a partir do dia 15 (quinze) subseqüente a data de assinatura deste Contrato. Os juros serão exigíveis, trimestralmente, durante o prazo de carência, no dia 15 (quinze) dos meses de setembro, dezembro, março e junho de cada ano, no período compreendido entre 15.06.2000 à 15.06.2003, e, mensalmente, durante o prazo de amortização juntamente com as prestações do principal, e no vencimento ou liquidação do presente Contrato.

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO - BNDES/FINEM
Nº 61.928

c. **Prazo de amortização:**

- Subcréditos **"A" e "C"**: 72 (setenta e dois) meses, sendo as prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira prestação no dia 15 de julho de 2002, comprometendo-se a **BENEFICIÁRIA** a liquidar com a última prestação, em 15 de junho de 2008, todas as obrigações decorrentes deste Contrato, observado o disposto na Cláusula 9.1.

- Subcréditos **"B" e "D"**: 60 (sessenta) meses, sendo as prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira prestação no dia 15 de julho de 2003, comprometendo-se a **BENEFICIÁRIA** a liquidar com a última prestação, em 15 de junho de 2008, todas as obrigações decorrentes deste Contrato, observado o disposto na Cláusula 9.1.

5.2. As amortizações extraordinárias e/ou a liqüidação antecipada da dívida dependerão de anuência expressa dos **AGENTES FINANCEIROS** e do BNDES, hipóteses em que serão mantidas as obrigações de fazer ou não fazer assumidas pela **BENEFICIÁRIA**, até a data prevista para liqüidação normal do débito, conforme estabelecido nas "Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES", Resolução 665/87. Se a **BENEFICIÁRIA** fizer amortizações extraordinárias serão mantidos os prazos de vigência e número de prestações vincendas deste Contrato, com a conseqüente redução unitária dos valores das prestações.

CLÁUSULA SEXTA - JUROS

6.1. Sobre o principal da dívida da **BENEFICIÁRIA** incidirão os juros fixados no Quadro IV do preâmbulo, acima da Taxa de Juros de Longo Prazo, doravante designada simplesmente TJLP, divulgada pelo Banco Central do Brasil, e serão calculados observada a seguinte sistemática:

6.2. Quando a TJLP for superior a 6% (seis inteiros por cento) ao ano:

a. O montante correspondente à parcela da TJLP que vier a exceder a 6% (seis por cento) ao ano será capitalizado no dia 15 (quinze) de cada mês da vigência do presente Contrato e no seu vencimento ou liqüidação, observado o disposto na Cláusula 9.1., e apurado mediante a incidência do seguinte termo de capitalização sobre o saldo devedor, aí considerados todos os eventos financeiros ocorridos no período:

$$TC=[(1+TJLP)/1,06]^{n/360} - 1$$

sendo,

TC - Termo de Capitalização;

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo, divulgada pelo Banco Central do Brasil, expressa em número decimal; e

n - número de dias existentes entre a data do evento financeiro e a data de capitalização, vencimento ou liquidação da obrigação, considerando-se como evento financeiro todo e qualquer fato de natureza financeira do qual resulte ou possa resultar alteração do saldo devedor deste Contrato.

b. O percentual ao ano acima da TJLP ("spread") referido no Quadro IV do preâmbulo, acrescido da parcela não capitalizada da TJLP de 6% (seis inteiros por cento) ao ano, incidirá sobre os respectivos saldos devedores, proporcionalmente ao crédito de cada **AGENTE FINANCEIRO**, nas datas de exigibilidade dos juros mencionadas na alínea "b" da Cláusula 5.1. ou na data de vencimento ou liqüidação deste Contrato, observado o disposto na letra "a" deste item, e considerado, para o cálculo diário de juros, o número de dias decorridos entre a data de cada evento financeiro e as datas de exigibilidade acima citadas.

MICROFILMADO
125023
2º OFICIAL DE REGISTRO
RTD - NATAL/RN

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO – BNDES/FINEM
Nº 61.928

6.3. Quando a TJLP for igual ou inferior a 6% (seis inteiros por cento) ao ano: o percentual ao ano acima da TJLP ("spread"), no Quadro IV do preâmbulo, acrescido da própria TJLP, incidirá sobre os respectivos saldos devedores, proporcionalmente ao crédito de cada **AGENTE FINANCEIRO**, nas datas de exigibilidade dos juros mencionadas na alínea "b" da Cláusula 5.1. ou na data de vencimento ou liquidação deste Contrato, sendo considerado, para o cálculo diário de juros, o número de dias decorridos entre a data de cada evento financeiro e as datas de exigibilidade acima citadas.

2º OFICIO DE NOTAS
Rua Dr. Lira 720
Fone: 222-1
Natal - RN

6.4. O montante referido na letra "a" do item 6.2. desta cláusula que será capitalizado, incorporando-se ao principal da dívida, será exigível nos termos da alínea "c" da Cláusula 5.1.

6.5. O montante apurado nos termos do item 6.2., letra "b" ou do item 6.3., conforme o caso, será exigível trimestralmente, durante o prazo de carência, e, mensalmente, durante o período de amortização, juntamente com as prestações do principal, e no vencimento ou liquidação do presente Contrato, conforme estabelecido na alínea "b" da Cláusula 5.1 e o observado no disposto na Cláusula 9.1.

CLÁUSULA SÉTIMA - PROCESSAMENTO E COBRANÇA DA DÍVIDA

7.1. A **BENEFICIÁRIA** deverá amortizar ou liqüidar a dívida ora assumida mediante documentos de ordens de crédito – DOC´s de qualquer espécie ou natureza, ordens de pagamentos ou depósito nas contas bancárias de cada um dos **AGENTES FINANCEIROS**, ou ainda, débito nas contas correntes de sua titularidade, mantidas junto a cada um dos **AGENTES FINANCEIROS**, conforme o caso.

7.2. A cobrança do principal e encargos será feita mediante Aviso de Cobrança expedido pelos **AGENTES FINANCEIROS**, com antecedência, pelo qual informará à **BENEFICIÁRIA** o montante necessário à liquidação de suas obrigações nas datas de vencimentos.

7.3. O não recebimento do Aviso de Cobrança não eximirá a **BENEFICIÁRIA** da obrigação de pagar as prestações de principal e os encargos nas datas estabelecidas neste Contrato.

CLÁUSULA OITAVA - DA COMISSÃO DE RESERVA DE CRÉDITO

8.1. A **BENEFICIÁRIA** pagará aos **AGENTES FINANCEIROS** uma comissão de reserva de crédito, fixada em 0,1% (um décimo por cento), cobrável por período de 30 (trinta) dias ou fração e incidente sobre:

a. O valor do crédito, se a apresentação, pela **BENEFICIÁRIA** ao **LÍDER**, deste Contrato e seus anexos devidamente assinados ocorrer após o vencimento do prazo fixado pelo BNDES, contado o período a partir do dia imediato a esse vencimento até a data da citada apresentação, exigível o pagamento respectivo para a utilização inicial do crédito, do qual será dedutível;

b. O valor do crédito, se a operação vier a ser cancelada após a prorrogação, a pedido da **BENEFICIÁRIA**, do prazo inicial estabelecido pelo BNDES para a apresentação deste Contrato e seus anexos, contado o período a partir do dia imediato ao do término do referido prazo inicial até a data do pedido de cancelamento feito pela **BENEFICIÁRIA**, ou do cancelamento promovido por iniciativa do BNDES e/ou dos **AGENTES FINANCEIROS**, exigível seu pagamento em 30 (trinta) dias, a contar da data da decisão do BNDES;

c. O saldo não utilizado de cada parcela do crédito, a partir do dia imediato ao da sua disponibilidade até a data da utilização, quando será exigível o seu pagamento; e

d. O saldo não utilizado do crédito, a partir do dia imediato ao da sua disponibilidade até a data do cancelamento, efetuado a pedido da **BENEFICIÁRIA** ou por iniciativa dos **AGENTES FINANCEIROS** ou do BNDES, e cujo pagamento será exigível na data do pedido, ou da decisão do BNDES, conforme o caso.

8.2. A incidência da comissão nas hipóteses "c" e "d" do item 8.1. acima, fica na dependência da fixação de esquema de disponibilidade de recursos pelo BNDES.

REGISTRADO

B Vasconcellos
Depto Jurídico

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO – BNDES/FINEM
Nº 61.928

MICROFILMADO
125023
2º OFÍCIO DE NOTAS
NATAL/RN

CLÁUSULA NONA – VENCIMENTO EM DIAS FERIADOS

9.1. Todo vencimento de prestação de amortização de principal e encargos que ocorra em sábados, domingos ou feriados nacionais, inclusive os bancários, será, para todos os fins e efeitos, deslocado para o primeiro dia útil subseqüente, sendo os encargos calculados até essa data, e iniciando-se, também a partir dessa data, o período seguinte regular de apuração e cálculo dos encargos deste Contrato.

CLÁUSULA DÉCIMA - OBRIGAÇÕES DA BENEFICIÁRIA

10.1. Sem prejuízo das demais cláusulas a **BENEFICIÁRIA** obriga-se ainda a:

I - Cumprir, no que couber, até final liquidação da dívida decorrente deste Contrato, as "Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES", simplesmente denominadas "Disposições", aprovadas pela Resolução n.º 665, de 10.12.87, parcialmente alteradas pelas Resoluções n.ºs 775, 863, 878, 894 e 927, de 16.12.91, de 11.03.96, de 04.09.96, de 06.03.97 e de 01.04.98, respectivamente, todas da Diretoria do BNDES, publicadas no Diário Oficial da União (seção I), de 29.12.87, 27.12.91, 08.04.96, 24.09.96, 19.03.97 e 15.04.98, respectivamente, cujo exemplar é entregue, neste ato, a **BENEFICIÁRIA**, a qual, após tomar conhecimento de todo o conteúdo do mesmo, declara aceitá-lo como parte integrante e inseparável deste Contrato, para todos os fins e efeitos jurídicos.

II - Cumprir, no que couber, as "Normas Reguladoras do Programa de Operações Conjuntas - POC", aprovadas pela Resolução n.º 575, de 02.12.82, parcialmente alteradas pelas Resoluções de n.ºs 685, 688, 731 e 813, de 22.12.88, 16.03.89, 17.09.90 e 21.07.93, respectivamente, todas da Diretoria do BNDES.

III - Cumprir, no que couber, as normas relativas ao processamento das operações de crédito estabelecidas pela FINAME e pelo BNDES, que declara conhecer e se obriga a aceitar.

IV - Comprovar previamente à liberação de cada parcela do crédito subseqüente à primeira, a correta aplicação da parcela anteriormente utilizada, bem como o aporte de recursos da correspondente contrapartida, nos valores previstos no Quadro de Usos e Fontes aprovado pelo BNDES para o projeto, que constitui o Anexo I deste Contrato.

V - Submeter ao exame e aprovação do **LÍDER**, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contado da data da liberação da última parcela do crédito, relatório de conclusão do projeto objeto deste Contrato, conforme modelo a ser fornecido pelo BNDES.

VI - Aplicar os recursos recebidos unicamente na execução do projeto objeto deste Contrato e de acordo com o Quadro de Usos e Fontes constante do Anexo I, aprovado pelo BNDES para o projeto.

VII - Aportar os recursos próprios previstos para a execução do projeto objeto deste Contrato, nos montantes e prazos definidos no Quadro de Usos e Fontes constante do Anexo I, aprovado pelo BNDES para o projeto, bem como em sua totalidade, os recursos necessários à cobertura de eventuais insuficiências ou acréscimos do orçamento global do projeto.

VIII - Comunicar prontamente ao **LÍDER** qualquer ocorrência que importe modificação do projeto ou do Quadro de Usos e Fontes constante do Anexo I, aprovado pelo BNDES para o projeto, indicando as providências que julgue devam ser adotadas.

IX - Adotar, durante o prazo de vigência deste Contrato, medidas e ações destinadas a evitar ou corrigir danos ao meio ambiente, segurança e medicina do trabalho que possam vir a ser causados pelo projeto objeto deste Contrato.

X - Manter em situação regular suas obrigações junto aos órgãos do meio ambiente, durante o prazo de vigência deste Contrato.

XI - Remeter aos **AGENTES FINANCEIROS**, trimestralmente, Relatório Gerencial sobre o andamento dos Programas Ambientais, destacando-se o cumprimento das exigências técnicas constantes dos licenciamentos, cronogramas, metas atingidas, novos impactos verificados, medidas mitigadoras e

REGISTRADO

demais fatos relevantes, bem como o Relatório Gerencial sobre a evolução física e financeira do projeto objeto deste Contrato.

XII - Apresentar aos **AGENTES FINANCEIROS**, na forma da legislação vigente e nas épocas devidas, as Licenças Ambientais pertinentes ao projeto objeto deste Contrato, oficialmente publicadas, expedidas pelo órgão competente, integrante do Sistema Nacional do Meio-Ambiente (SISNAMA), ou, em caráter supletivo, pelo Instituto Brasileiro do Meio-Ambiente e Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, bem como comprovar haverem sido cumpridas todas as exigências técnicas nelas estabelecidas, e, ainda, as que se façam necessárias em decorrência de outras licenças ou autorizações emanadas dos órgãos de controle ambiental.

XIII - Permitir ampla inspeção das obras do projeto objeto deste Contrato, por representantes dos **AGENTES FINANCEIROS** e do BNDES, bem como de desenhos, especificações ou quaisquer outros documentos técnicos que estejam diretamente ligados ao projeto objeto deste Contrato.

XIV - Na hipótese de ocorrer, em função do projeto objeto deste Contrato, redução do seu quadro de pessoal, durante o período de vigência deste Contrato, oferecer programa de treinamento voltado para as oportunidades de trabalho na região e/ou programa de recolocação dos trabalhadores em outras empresas, após ter submetido ao **LIDER**, para apreciação, documento que especifique e ateste a conclusão das negociações realizadas com a(s) competente(s) representação(ões) dos trabalhadores envolvidos no processo de demissão.

XV - Comprovar que todos os equipamentos nacionais adquiridos para o projeto e que seus respectivos fabricantes se enquadram nas normas editadas pela Agência Especial de Financiamento Industrial – FINAME, observado o disposto na Cláusula 13.1., inciso III, letra "a".

XVI - Manter, a partir do início do prazo de amortização previsto na alínea "c" da Cláusula 5.1., e até a final liquidação de todas as obrigações contidas neste Contrato, o nível de capitalização mínimo (patrimônio líquido dividido pelo ativo total), apurado em balanço ou balancete semestral auditado, igual ou superior a 50% (cinqüenta por cento).

XVII- Manter, a partir do início do prazo de amortização previsto na Cláusula 5.1., e até a final liquidação de todas as obrigações contidas neste Contrato, o nível de endividamento financeiro líquido (dívidas onerosas deduzidas a disponibilidade financeira dividida pelo patrimônio líquido acrescido das participações minoritárias), apurado em balanço ou balancete semestral auditado, igual ou inferior a 40% (quarenta por cento).

XVIII- Apresentar semestralmente, durante o prazo de vigência deste Contrato, para fins de comprovação do cumprimento das obrigações estabelecidas nos incisos XVI e XVII, balancete ou balanço auditado por empresa cadastrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

XIX - Não constituir, salvo autorização prévia e expressa dos **AGENTES FINANCEIROS** e do BNDES, garantias junto a outros credores de longo prazo, sem que seja prestada a mesma garantia aos **AGENTES FINANCEIROS**.

XX- Não ceder, nem caucionar em favor de qualquer outro credor, pessoa física ou jurídica, a receita vinculada na forma do Contrato de Cobrança, Depósito com Interveniência e Outras Avenças que faz parte integrante e inseparável deste Contrato como Anexo II.

XXI- Pagar as parcelas do crédito devidas aos **AGENTES FINANCEIROS**, prioritariamente à distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório, no mês de pagamento dos referidos dividendos.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA - VENCIMENTO ANTECIPADO

11.1. Os **AGENTES FINANCEIROS** poderão considerar automaticamente vencido a dívida referente a este Contrato e antecipadamente exigíveis as obrigações nele previstas, com a imediata sustação de qualquer desembolso, se ocorrer quaisquer das hipóteses disciplinadas em lei, notadamente o não cumprimento de qualquer obrigação aqui pactuada, ou ainda se ocorrer:

REGISTRADO

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO – BNDES/FINEM
Nº 61.928

a. A aplicação dos recursos do financiamento em finalidade diversa da prevista no Quadro III do preâmbulo, sem prejuízo de o **LÍDER** comunicar este fato ao Ministério Público Federal, para fins e efeitos da Lei n.º 7.492, de 16 de junho de 1986.

b. A falsidade da declaração a que alude o artigo 1º, parágrafo 1º, alínea "c", do Decreto n.º 99.476, de 24.08.90.

c. A inclusão, em acordo societário, estatuto ou contrato social da **BENEFICIÁRIA**, ou das empresas que a controlam, de dispositivo pelo qual seja exigido quorum especial para deliberação e aprovação de matérias que limitem ou cerceiem o controle de qualquer destas empresas pelos respectivos controladores, ou ainda, a inclusão naqueles documentos, de dispositivo que importem:

i. restrições à capacidade de crescimento da **BENEFICIÁRIA** ou ao seu desenvolvimento tecnológico;

ii. restrições de acesso da **BENEFICIÁRIA** a novos mercados; ou

iii. restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes deste Contrato.

d. Se o controle efetivo, direto ou indireto, da **BENEFICIÁRIA** sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização dos **AGENTES FINANCEIROS** e do BNDES.

e. Redução do quadro de pessoal da **BENEFICIÁRIA**, em função do projeto objeto deste Contrato, sem atendimento ao disposto na Cláusula 10.1., item XIV.

f. Procedimento judicial ou extrajudicial, tais como protesto de títulos contra a **BENEFICIÁRIA**, pedido de concordata, decretação de falência, que comprometa o cumprimento das obrigações e/ou garantias ora assumidas e constituídas.

g. Se a **BENEFICIÁRIA** tornar-se inadimplente em qualquer outro Contrato celebrado com os **AGENTES FINANCEIROS** ou quaisquer outras empresas a eles associadas.

h. Qualquer mudança significativa nas condições econômico-financeiras ou operacionais da **BENEFICIÁRIA** que possa prejudicar o fiel cumprimento das obrigações ora assumidas.

i. O descumprimento do disposto nas alíneas XVI e XVII da Cláusula 10.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA - GARANTIAS

12.1. Em garantia do fiel e cabal cumprimento de todas as obrigações, principais e acessórias, assumidas no presente Contrato, a **BENEFICIÁRIA** entrega, neste ato, a favor dos **AGENTES FINANCEIROS**, de forma cumulativa, as seguintes garantias:

12.1.1. **VINCULAÇÃO DE RECEITA** - Vinculação de parte da receita auferida pela **BENEFICIÁRIA**, decorrente da prestação de serviços de energia elétrica ou de outros recursos que, com idêntica finalidade vierem a substituí-la, equivalente ao mínimo correspondente a 140% (cento e quarenta por cento) do valor de cada obrigação devida pela **BENEFICIÁRIA** neste Contrato, conforme evidenciado pelo **CONTRATO DE COBRANÇA, DEPÓSITO COM INTERVENIÊNCIA E OUTRAS AVENÇAS**, que faz parte integrante e inseparável deste Contrato como Anexo II.

12.1.2. **NOTA PROMISSÓRIA** - 01 (uma) Nota Promissória, no valor de R$ 84.785.142,00 (oitenta e quatro milhões, setecentos e oitenta e cinco mil e cento e quarenta e dois reais), correspondente a 130% (cento e trinta por cento) do valor do crédito, emitida pela **BENEFICIÁRIA**, a favor dos **AGENTES FINANCEIROS,** com vencimento à vista e com prazo de apresentação de até 01 (um) ano após o vencimento deste Contrato ficando, portanto, alongado o prazo de apresentação de que tratam o artigo 34 da Lei Uniforme de Genebra e o artigo 21 da Lei n.º 2044, de 31.12.1908, que ficará depositada junto ao **LÍDER**, na qualidade de representante dos demais **AGENTES FINANCEIROS**.

REGISTRADO

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO – BNDES/FINEM
Nº 61.928

12.2. A **BENEFICIÁRIA** se obriga a, sempre que os **AGENTES FINANCEIROS** exigirem e sob pena de vencimento antecipado do Contrato, substituir a Nota Promissória referida nesta cláusula, por outra(s) com as mesmas características e com data de emissão e valor do débito atualizados.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - PARA UTILIZAÇÃO DO CRÉDITO

13.1. Além do cumprimento, no que couber, das obrigações previstas nas "Disposições" retrocitadas e nas "Normas e Instruções de Acompanhamento" a que se refere o artigo 2º das mesmas "Disposições" , a utilização do crédito fica sujeita, ainda, ao cumprimento, pela **BENEFICIÁRIA**, do seguinte:

I - **Para a utilização da primeira parcela do crédito**:

a. Apresentar o presente Contrato e respectivos anexos, devidamente assinados e registrados nos cartórios competentes.

b. Comprovação da correta aplicação de recursos pela **BENEFICIÁRIA** no projeto objeto deste Contrato, no ano de 1999, de acordo com o Quadro de Usos e Fontes constante do Anexo I.

II - **Para a utilização de cada parcela do crédito**:

a. Inexistência de fato de natureza econômico-financeira que, a critério dos **AGENTES FINANCEIROS** e/ou do BNDES, possa comprometer a execução do empreendimento ora financiado, de forma a alterá-lo ou impossibilitar sua realização, nos termos previstos no projeto aprovado pelo BNDES.

b. Comprovação de a **BENEFICIÁRIA** haver aplicado no projeto a parcela do crédito anteriormente utilizada, e aportado a correspondente contrapartida, nos valores estabelecidos no Quadro de Usos e Fontes do projeto aprovado pelo BNDES.

c. Apresentação pela **BENEFICIÁRIA** ao **LÍDER**, de Certidão Negativa de Débito - CND, expedida pelo Instituto Nacional do Seguro Social –INSS, por meio da INTERNET, a ser extraída pela **BENEFICIÁRIA** e verificada pelo **LÍDER** no endereço www.mpas.gov.br.

d. Apresentação pela **BENEFICIÁRIA** aos **AGENTES FINANCEIROS** de Certificado de Adimplemento, expedido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para os fins do disposto no art. 6º da Lei nº 8.631, de 04.03.93.

e. Comprovação pela **BENEFICIÁRIA** aos **AGENTES FINANCEIROS** do cumprimento da obrigação estabelecida no inciso XII da Cláusula 10.

f. Comprovação, mediante apresentação de declaração da **BENEFICIÁRIA**, firmada por seus representantes legais, nos termos do artigo 1º, parágrafo primeiro, alínea "c" do Decreto n.º 99.476/90, de que a **BENEFICIÁRIA** está quite com a Fazenda Federal, quanto aos tributos e contribuições federais, inclusive com os recolhimentos das contribuições relativas ao Finsocial, FGTS e aos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/PASEP, bem como, apresentação do Certificado de Regularidade de Situação, expedido pela Caixa Econômica Federal, relativo ao FGTS.

III - **Para a utilização de cada parcela dos Subcréditos "C" e "D"**:

a. Apresentação pela **BENEFICIÁRIA** ao **LÍDER** de relatório informando os equipamentos e seus respectivos fabricantes, efetivamente contratados e pagos quando da utilização da parcela anterior dos Subcréditos "C" e "D", de forma a comprovar que todos os equipamentos adquiridos para o projeto objeto deste Contrato, e que seus respectivos fabricantes, se enquadram nas normas editadas pela Agência Especial de Financiamento Industrial - FINAME.

2º OFÍCIO DE NOTAS
125023
DE NOTAS
NATAL/RN
Cartório Único Judiciário

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA – RESPONSABILIDADE DOS ENCARGOS E DESPESAS

14.1. Correrão por conta da **BENEFICIÁRIA** todos os encargos e despesas incidentes sobre este Contrato e sobre a cobrança e a realização das garantias a ele vinculadas, que os **AGENTES FINANCEIROS** sejam obrigados a pagar ou suportar, mesmo na hipótese de cancelamento parcial ou total do crédito aberto, inclusive as despesas relativas aos registros/averbações nos cartórios competentes e o Imposto sobre Operações Financeiras – IOF, devido com base neste Contrato. Será cobrado da **BENEFICIÁRIA** e recolhido pelos **AGENTES FINANCEIROS**, proporcionalmente às suas participações no financiamento, e de acordo com a legislação em vigor, bem como toda e qualquer outra despesa aqui não referida que os **AGENTES FINANCEIROS** sejam obrigados a pagar ou suportar relativas à este Contrato.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA - PENALIDADES

15.1. Ocorrendo impontualidade no pagamento de qualquer quantia devida por força deste Contrato, os débitos em atraso ficarão sujeitos a partir da data do inadimplemento, às seguintes penas convencionais, sem prejuízo das demais sanções ora previstas, inclusive o vencimento antecipado:

I - Sobre o valor das obrigações inadimplidas será aplicada, de imediato, a pena convencional de até 10% (dez por cento), escalonada de acordo com o período de inadimplemento, conforme especificado na Resolução n.º 878, de 04.09.96 do BNDES, conforme abaixo discriminado:

N.º DE DIAS ÚTEIS DE ATRASO	PENA CONVENCIONAL
01 (um)	1% (um por cento)
02 (dois)	2% (dois por cento)
03 (três)	3% (três por cento)
04 (quatro)	4% (quatro por cento)
05 (cinco)	5% (cinco por cento)
06 (seis)	6% (seis por cento)
07 (sete)	7% (sete por cento)
08 (oito)	8% (oito por cento)
09 (nove)	9% (nove por cento)
10 (dez) ou mais	10% (dez por cento)

II - O saldo devedor vencido, já incorporada a pena convencional de até 10% (dez por cento), será remunerado pelos encargos financeiros pactuados neste Contrato, acrescidos de 7,5% (sete inteiros e cinco décimos de inteiro por cento) ao ano, e, atualizado quando for o caso, de acordo com o índice constante deste Contrato.

III - A **BENEFICIÁRIA** inadimplente ficará, ainda, sujeita ao pagamento de juros moratórios de 1% (um por cento) ao ano, incidentes sobre o saldo devedor vencido acrescido da pena convencional a que se refere o item I acima, que serão calculados, dia a dia, de acordo com o sistema proporcional.

IV - Na hipótese de obrigação financeira com previsão de capitalização de encargos, a forma de cálculo descrita item II acima, será aplicada, somente, para a parcela dos encargos de inadimplemento que vier a exceder a parte capitalizável.

V - Sobre as parcelas vincendas da dívida continuarão a ser aplicados os encargos financeiros pactuados neste Contrato.

VI - Na hipótese de ocorrer a imediata exigibilidade da dívida, será aplicado a todo o saldo devedor o disposto nos itens acima.

15.2. Na hipótese de atraso no cumprimento de obrigação não financeira, independentemente do vencimento antecipado do presente, a **BENEFICIÁRIA** ficará sujeita a multa de 1% (um por cento) ao ano, incidente sobre o saldo devedor corrigido de principal e encargos, a partir do dia seguinte ao fixado pelos **AGENTES FINANCEIROS**, em notificação judicial ou extrajudicial, para cumprimento da obrigação inadimplida.

REGISTRADO

15.3. Na hipótese de cobrança judicial, inclusive falência ou concordata, a **BENEFICIÁRIA** pagará uma multa de 10% (dez por cento) sobre o principal e encargos da dívida, acrescida das despesas extrajudiciais, judiciais e honorários advocatícios, devidos a partir do primeiro despacho da autoridade competente na petição de cobrança.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA - CLÁUSULAS GERAIS

16.1. Se ocorrerem modificações nas normas reguladoras do BNDES, que de qualquer forma venham a afetar o avençado neste Contrato, desde já, a **BENEFICIÁRIA** assume total responsabilidade pelo seu cumprimento.

16.2. A eventual tolerância dos **AGENTES FINANCEIROS** quanto aos direitos instituídos por este Contrato não importará alteração ou renúncia dos referidos direitos, que poderão ser exercidos a qualquer tempo.

16.3. A **BENEFICIÁRIA** obriga-se a não ceder ou transferir os direitos e obrigações decorrentes deste Contrato, ou de qualquer forma alienar os bens adquiridos, sem autorização expressa do BNDES e/ou dos **AGENTES FINANCEIROS**, sob pena de rescisão de pleno direito deste Contrato, o que acarretará o vencimento de todas as obrigações por ela assumidas, tornando imediatamente exigível o total da dívida, compreendendo o principal e os acessórios, inclusive quanto às parcelas vincendas que se considerarão antecipadamente vencidas, sem prejuízo das demais medidas e sanções cabíveis.

16.4. A **BENEFICIÁRIA** autoriza que sejam compensados os seus débitos existentes junto aos **AGENTES FINANCEIROS**, com os créditos que a mesma possa ter, operando-se a compensação ora autorizada na forma do disposto no artigo 1.009 do Código Civil Brasileiro.

16.5. O presente Contrato e as respectivas garantias poderão ser caucionadas em favor do BNDES, sempre que este solicitar.

16.6. Fica facultado aos **AGENTES FINANCEIROS** mencionar em qualquer divulgação que fizer sobre suas atividades, a colaboração financeira por este Contrato concedida.

16.7. A **BENEFICIÁRIA** autoriza os **AGENTES FINANCEIROS** a transmitir e consultar informações sobre ela **BENEFICIÁRIA** e/ou relativas a esta operação à Central de Risco de Crédito mantida pelo Banco Central do Brasil, na forma da Resolução n.º 2390, de 22 de maio de 1997.

16.8. Conforme normativos do BNDES, a **BENEFICIÁRIA** obriga-se a ressarcir exclusivamente aos **AGENTES FINANCEIROS** as importâncias que estes tiverem que suportar relativas ao acompanhamento do projeto objeto do presente Contrato.

16.9. A **BENEFICIÁRIA** declara e garante que não existe nenhum impedimento legal contido em avenças de que seja parte, que vede a entrega da garantia estabelecida na cláusula 12.1.1., em favor dos **AGENTES FINANCEIROS**.

CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA - FORO

17.1. Fica eleito o Foro Central da Comarca da Capital do Estado de São Paulo, como competente para conhecer de qualquer questão oriunda deste Contrato, com renúncia expressa a qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

E por estarem justos e contratados, firmam o presente instrumento em 11 (onze) vias de igual teor e forma perante 02 (duas) testemunhas abaixo assinadas.

São Paulo, 01 de junho de 2000.

Cartório Único

Antonio Espinosa de los Monteros
Diretor-Presidente

Cartório Único

Emmanuel Sampaio Lôpo
Diretor Financeiro e de Relações com o Mercado

BENEFICIÁRIA
COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN
C.N.P.J./MF: 08.324.196/0001-81

REGISTRADO

091802 13-08-04

125023

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO – BNDES/FINEM
Nº 61.928

AGENTES FINANCEIROS

BANCO CREDIBANCO S.A.
C.N.P.J./MF: 33.461.468/0001-32

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.
C.N.P.J./MF: 60.770.336/0001-65

BANCO BBA CREDITANSTALT S.A.
C.N.P.J./MF: 31.515.198/0001-04

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.
C.N.P.J./MF: 60.942.638/0001-73

BANCO ABC BRASIL S.A.
C.N.P.J./MF: 28.195.667/0002-97

BANCO BVA S.A.
C.N.P.J./MF: 32.254.138/0001-03

TESTEMUNHA

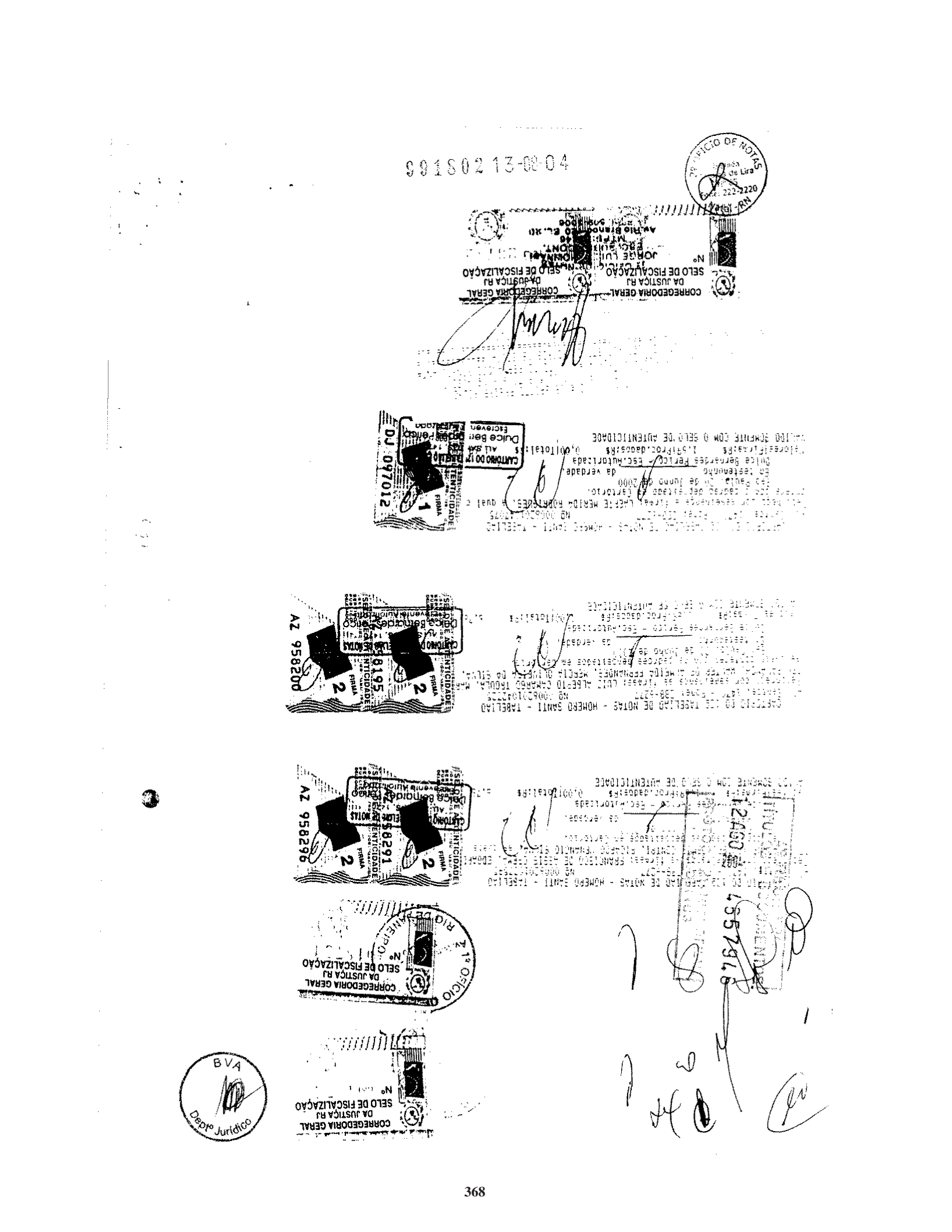
TESTEMUNHA

Cartório Único Judiciário
Lindonor Patriota do N. Júnior
Tabelião
Praça 05 de Abril, 150 - CEP 59932-000
Pureza - RN

Cartório Único Judiciário
Cartório de Títulos e Documentos
Praça 05 de Abril, 150 - Centro
CEP: 59[illegible] Pureza/RN
Protocolado no Livro ... Nº 55
e Registrado no Livro B Nº C-01
Fls. 163 sob o Nº 55
Pureza (RN) 21 DEZ 1999
Lindonor Patriota do N. Júnior
Oficial

SERVIÇO NOTARIAL E REGISTRAL
2º OFÍCIO DE NOTAS
RIBEIRA
E REGISTROS
125023
26 JUN. 2000

REGISTRADO



991502 13-0804 MICROFILMADO
125023
2º OFÍCIO DE NOTAS

ANEXO I

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO FIXO - BNDES/FINEM
N.º 61.928

QUADRO DE USOS E FONTES DO PROJETO

Valores em R$ mil

USOS E FONTES				
Discriminação/Anos	**1999**	**2000**	**2001**	**Total**
USOS				
Itens não financiáveis	7.882,08	1.359,30	658,10	9.899,48
. Equip. Importados e Frota de Veículos	7.882,08	1.359,30	658,10	9.899,48
Itens financiáveis	46.341,42	44.551,09	38.133,33	129.025,84
BNDES/Finem	38.859,70	36.670,01	29.949,51	105.479,22
. Materiais	14.242,42	16.678,13	16.239,28	47.159,83
. Serviços	21.907,99	13.366,45	7.669,95	42.944,39
. Outros	2.357,29	5.327,82	4.929,60	12.614,71
. Eventuais	352,00	1.297,61	1.110,68	2.760,29
Equipamentos Nacionais	7.481,72	7.881,08	8.183,82	23.546,62
TOTAL DOS USOS	**54.223,50**	**45.910,39**	**38.791,43**	**138.925,32**
FONTES				
Recursos próprios	21.307,44	16.696,42	19.479,22	57.483,08
Recursos da Eletrobrás	9.520,90	6.702,00		16.222,90
Sistema BNDES	23.395,16	22.511,97	19.312,21	65.219,34
BNDES/Finem	19.429,85	18.335,02	14.974,77	52.739,64
. Subcrédito A	19.429,85	18.335,02		37.764,87
. Subcrédito B			14.974,77	14.974,77
BNDES/Equipamentos nacionais	3.965,31	4.176,95	4.337,44	12.479,70
. Subcrédito C	3.965,31	4.176,95		8.142,26
. Subcrédito D			4.337,44	4.337,44
TOTAL DAS FONTES	**54.223,50**	**45.910,39**	**38.791,43**	**138.925,32**

São Paulo, 01 de junho de 2000

Cartório Único

Antonio Espinosa de Los Monteros
Diretor-Presidente

Cartório Único

Emmanuel Sampaio Lôpo
Diretor Financeiro e de Relações com o Mercado

BENEFICIÁRIA
COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN
C.N.P.J./MF: 08.324.196/0001-81

REGISTRADO

0918021 3-08-04 125023

ANEXO I

CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO FIXO - BNDES/FINEM
N.º 61.928

AGENTES FINANCEIROS

OSMIR CONTR
Gerente Geral

BANCO CREDIBANCO S.A.
C.N.P.J./MF: 33.461.468/0001-32

Francisco de Assis Crema
Diretor

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.
C.N.P.J./MF: 60.770.336/0001-65

ANTONIO SANCHEZ JR.
Gerente de Negocios

CARLOS AUGUSTO C DE SOUZA
Gerente Adm.

BANCO BBA CREDITANSTALT S.A.
C.N.P.J./MF: 31.516.198/0001-94

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.
C.N.P.J./MF: 60.942.638/0001-73

TROLLA - Luiz Alberto Camargo

MARCEL PALANCH
Diretor

WALTER DE ALMEIDA FERNANDES
DIRETOR EXECUTIVO

BANCO ABC BRASIL S.A.
C.N.P.J./MF: 28.195.667/0002-97

BANCO BVA S.A.
C.N.P.J./MF: 32.254.188/0001-03

TESTEMUNHA

Márcia Oliveira da Silva
CPF: 120.349.788-...

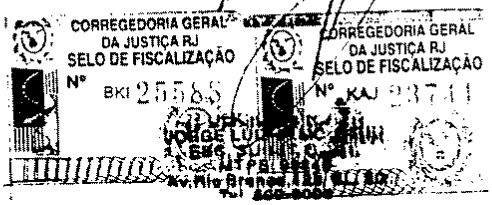
TESTEMUNHA

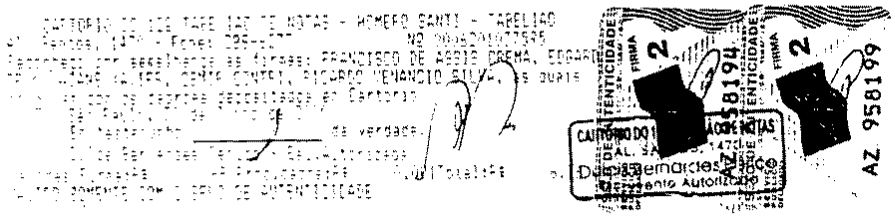
LAERTE MERIDA ...
CPF 030.441.178-7...

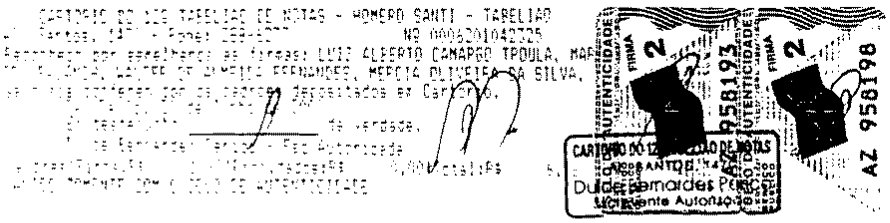
SERVIÇO NOTARIAL E REGISTRAL
2º OFÍCIO DE NOTAS
125023
25 Juil. 2000

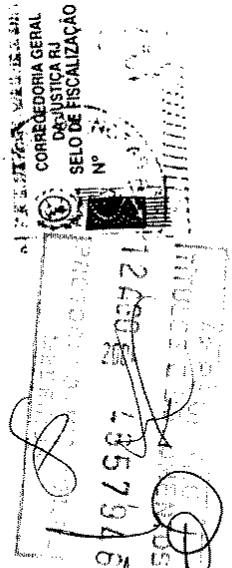
BVA
Depto Jurídico

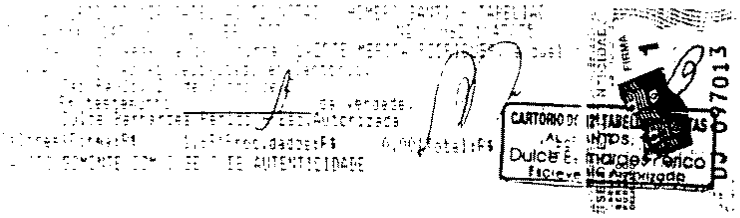
2º OFÍCIO DE NOTAS
Natal - RN

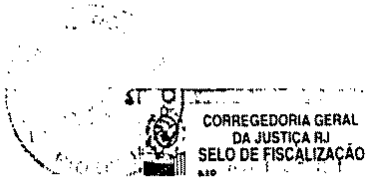

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO


AZ 958199
AZ 958194


AZ 958198
AZ 958193


CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO




CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO

991802 13-00 MICROFILMADO
125023

ANEXO II

CONTRATO DE COBRANÇA, DEPÓSITO COM INTERVENIÊNCIA E OUTRAS AVENÇAS

PARTES

I. CONTRATADO

BANCO DO BRASIL S.A. , com sede regional na cidade de Natal/RN, na Rua Presidente Bandeira, n.º 372, inscrito no C.N.P.J./MF sob n.º 00.000.000/0716-17.

II. CONTRATANTE

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN, empresa com sede na cidade de Natal/RN, na Rua Mermoz, n.º 150, inscrita no C.N.P.J./MF sob o n.º 08.324.196/0001-81.

III. AGENTES FINANCEIROS

BANCO CREDIBANCO S.A., com sede social na cidade do Rio de Janeiro/RJ, na Av. Almirante Barroso, n.º 52 - 4º andar/parte e sede administrativa na cidade de São Paulo/SP, na Av. Paulista n.º 1294 – 20º/21º andares, inscrito no C.N.P.J./MF sob o n.º 33.461.468/0001-32.

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A., com sede na cidade de São Paulo/SP, na Alameda Santos, n.º 466, 4º andar, inscrito no C.N.P.J./MF sob o n.º 60.770.336/0001-65.

BANCO BBA CREDITANSTALT S.A., com sede na cidade de São Paulo/SP, na Av. Paulista, n.º 37 – 19º/20º andares, inscrito no C.N.P.J./MF sob o n.º 31.516.198/0001-94.

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A., com sede social na cidade de São Paulo/SP, na Av. Paulista n.º 1000, inscrita no C.N.P.J./MF sob o n.º 60.942.638/0001-73.

BANCO ABC BRASIL S.A., com sede social na cidade de São Paulo/SP, na Av. Paulista n.º 37 – 14º/15º andares, inscrito no C.N.P.J./MF sob o n.º 28.195.667/0002-97.

BANCO BVA S.A., com sede na cidade de Rio de Janeiro/RJ, na Avenida Rio Branco, n.º 109 – 13º andar, inscrito no C.N.P.J./MF sob o n.º 32.254.138/0001-03.

As partes acima qualificadas resolvem celebrar o presente instrumento particular de **CONTRATO DE COBRANÇA, DEPÓSITO COM INTERVENIÊNCIA E OUTRAS AVENÇAS**, doravante denominado simplesmente **CONTRATO**, que passa a fazer parte integrante e inseparável do **FINANCIAMENTO**, mencionado na Cláusula 1 adiante, que se regerá pelas cláusulas e condições deste contrato.

IV. CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

Em 01 de junho de 2000, os **AGENTES FINANCEIROS** reuniram-se em consórcio, doravante denominado **CONSÓRCIO,** tendo o **BANCO CREDIBANCO S.A.** sido designado **LÍDER** e representante, com a finalidade de conceder à **CONTRATANTE**, mediante repasse de recursos do **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES**, um financiamento destinado ao plano de investimentos em expansão, melhorias e modernização do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica na sua área de concessão, abrangendo os anos de 1999 a 2001, através do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES/FINEM n.º 61.928, no valor de R$ 65.219.340,00 (sessenta e cinco milhões, duzentos e dezenove mil e trezentos e quarenta reais), doravante denominado **FINANCIAMENTO**.

Para assegurar o cumprimento das obrigações assumidas perante os **AGENTES FINANCEIROS** no **FINANCIAMENTO**, a **CONTRATANTE** concordou em vincular parte da receita proveniente da prestação de serviços de energia elétrica oferecidos aos seus usuários, na forma estabelecida neste **CONTRATO**.

REGISTRADO

991802 13-08-04

ANEXO II

CONTRATO DE COBRANÇA, DEPÓSITO COM INTERVENIÊNCIA E OUTRAS AVENÇAS

125023

2º OFÍCIO DE NOTAS
NATAL-RN

CLÁUSULA PRIMEIRA – DO OBJETO

1.1. O **CONTRATO** tem por objeto caucionar, em favor dos **AGENTES FINANCEIROS**, os direitos creditórios, de titularidade da **CONTRATANTE**, provenientes da prestação de serviços de energia elétrica prestados aos consumidores desses serviços, doravante denominadas **FATURAS**, arrecadados pelos bancos, franqueados e cooperativas relacionados no Anexo III, doravante denominados **ARRECADADORES**, em garantia do cumprimento das obrigações assumidas pela **CONTRATANTE** no **FINANCIAMENTO**, através do recolhimento desses recursos exclusivamente na **CONTA CORRENTE ESPECIAL** e posterior transferência e retenção na **CONTA VINCULADA** especificadas no item 2.6. adiante, nas datas e valores a seguir estabelecidos, bem como regular os termos e condições, segundo os quais o **CONTRATADO** irá atuar como **Banco Mandatário**, responsável pela administração e centralização da receita proveniente das **FATURAS**.

CLÁUSULA SEGUNDA – OBRIGAÇÕES DA CONTRATANTE

2.1. Promover, durante a vigência deste **CONTRATO**, a cobrança das **FATURAS** provenientes da prestação de serviços de energia elétrica oferecidos pela **CONTRATANTE** aos consumidores desses serviços, nas agências bancárias e nos postos de arrecadação dos **ARRECADADORES**.

2.2. Caucionar, neste ato, em favor dos **AGENTES FINANCEIROS**, a receita proveniente da cobrança das **FATURAS**, em montante equivalente a, no mínimo, 140% (cento e quarenta por cento) do valor de cada obrigação devida pela **CONTRATANTE** no **FINANCIAMENTO**, incluindo o principal da dívida, juros, comissões, pena convencional, multas e demais encargos previstos e pactuados.

a. O montante do valor garantido mencionado no item 2.2., deste item, será reajustado mensalmente pela aplicação cumulativa e sucessiva, "pro rata temporis", da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP.

2.3. A **CONTRATANTE** declara, neste ato, que o faturamento bruto de abril de 1999 à março de 2000 apresentou uma média mensal de **R$ 29.303.390,00** (vinte e nove milhões, trezentos e três mil e trezentos e noventa reais).

2.4. A **CONTRATANTE** se obriga a informar imediatamente ao **CONTRATADO** qualquer alteração ocorrida em seu padrão de arrecadação que venha a reduzir a média declarada no item 2.3., devendo a mesma tomar as medidas cabíveis para manter o valor mínimo declarado, sob pena de os **AGENTES FINANCEIROS** declararem o vencimento antecipado do **FINANCIAMENTO**.

2.5. O produto decorrente do recebimento das **FATURAS** pelos **ARRECADADORES** deverá ser por eles transferido mediante Documento de Ordem de Crédito - DOC ou outro meio de transferência para as diferentes contas correntes destinadas, exclusivamente, ao recebimento da arrecadação mantidas junto a Agência n.º 0716-1, Alecrim (Natal), do **CONTRATADO** e, será por este transferido para a **CONTA CORRENTE ESPECIAL**, especificada no item 2.6. Os **ARRECADADORES** serão instruídos pela **CONTRATANTE**, nos moldes do Anexo IV de forma irrevogável e irretratável, na data de assinatura do **FINANCIAMENTO.**

a. Fica estabelecido que as diversas contas correntes existentes de titularidade da **CONTRATANTE**, mantidas, e as que vierem a ser abertas, junto a Agência n.º 0716-1, Alecrim (Natal), do **CONTRATADO,** destinam-se, exclusivamente, à acolher o produto proveniente do recebimento das **FATURAS** transferido pelos **ARRECADADORES**. Todos os saldos existentes nessas diversas contas correntes serão imediatamente transferidos, pelo **CONTRATADO**, diretamente para a **CONTA CORRENTE ESPECIAL,** sendo vedada a sua utilização para outros fins, salvo por autorização expressa dos **AGENTES FINANCEIROS**. A **CONTRATANTE** obriga-se a manter as aludidas contas correntes junto ao **CONTRATADO**, sob pena de vencimento antecipado do **FINANCIAMENTO**.

b. A instrução de que trata o "caput" deste item, devidamente assinada pelos representantes legais dos **ARRECADADORES**, deverá ser entregue ao **LÍDER** dentro do prazo de até 30 (trinta) dias, contado da data de assinatura do **FINANCIAMENTO**, sob pena de ser declarado o vencimento

REGISTRADO

991502 13-03-04
MICROFILMADO
125023
2º OFÍCIO DE NOTAS
RIO GRANDE DO NORTE

ANEXO II
CONTRATO DE COBRANÇA, DEPÓSITO COM INTERVENIÊNCIA E OUTRAS AVENÇAS

2.6. Manter, junto ao **CONTRATADO**, a **CONTA CORRENTE ESPECIAL**, aberta sob o n.º 2044-3, Agência n.º 0716-1, Alecrim (Natal), e a **CONTA VINCULADA** ao **FINANCIAMENTO** aberta sob o n.º 5818-1, Agência n.º 0716-1, com as características e funções seguintes:

a. Deverão ser creditados na **CONTA CORRENTE ESPECIAL**, de titularidade da **CONTRATANTE**, aberta sob o n.º 2044-3, Agência n.º 0716-1, Alecrim (Natal), todos os recursos oriundos do pagamento das **FATURAS** efetuados pelos **USUÁRIOS** e arrecadados pelos **ARRECADADORES**. Essa conta será movimentada pela **CONTRATANTE**, observado a letra "b" seguinte.

b. Deverão ser creditados e/ou transferidos pelo **CONTRATADO**, a partir da **CONTA CORRENTE ESPECIAL**, para a **CONTA VINCULADA**, aberta sob o n.º 5818-1, Agência n.º 0716-1, no **DIA ANTERIOR** ao vencimento das obrigações devidas pela **CONTRATANTE**, recursos até o montante equivalente a 140% (cento e quarenta por cento) do valor da parcela vincenda da dívida, em virtude das obrigações assumidas pelo **CONTRATANTE** no **FINANCIAMENTO**.

c. A partir do momento em que a **CONTA VINCULADA** registrar saldo credor correspondente a 140% (cento e quarenta por cento) do valor da obrigação vincenda da **CONTRATANTE**, o **CONTRATADO** iniciará, nas datas de pagamentos, a transferência dos valores devidos pela **CONTRATANTE** para cada um dos **AGENTES FINANCEIROS**, na proporção de seus créditos, em função das obrigações assumidas pela **CONTRATANTE** no **FINANCIAMENTO**. Após ter sido efetuado os pagamentos devidos das parcelas aos **AGENTES FINANCEIROS**, os recursos excedentes depositados na **CONTA VINCULADA** serão transferidos para a **CONTA CORRENTE ESPECIAL**.

d. A **CONTA VINCULADA** será utilizada exclusivamente para o pagamento das obrigações da **CONTRATANTE** para com os **AGENTES FINANCEIROS**, sendo vedada a sua utilização para outros fins, não sendo permitida a emissão de cheques ou qualquer outro meio de movimentação contra ela, salvo por autorização expressa dos **AGENTES FINANCEIROS**, sob pena de vencimento antecipado do **FINANCIAMENTO**.

e. A **CONTRATANTE** se obriga a complementar os montantes em depósito na **CONTA CORRENTE ESPECIAL** sempre que as quantias remetidas pelos **ARRECADADORES** não atinjam os valores estabelecidos no item 2.3.

f. O **LÍDER** enviará ao **CONTRATADO** uma planilha contendo os valores e as datas de vencimento das parcelas de principal e encargos devidos pela **CONTRATANTE**, devendo servir de base para cálculo e manutenção da garantia ora avençada, doravante denominada **PLANILHA**.

2.7. A **CONTRATANTE** não poderá ceder, alienar, transferir, vender, alugar, onerar, caucionar, empenhar ou gravar e/ou por qualquer forma negociar a receita proveniente da cobrança das **FATURAS** ora caucionada, na forma avençada neste contrato, sem prévio e expresso consentimento dos **AGENTES FINANCEIROS**, sob pena de cometer infração ao **FINANCIAMENTO**, devendo manter em vigor o presente **CONTRATO** e/ou quaisquer instrumentos contratuais celebrados com os **ARRECADADORES** até a liquidação total do **FINANCIAMENTO**.

2.8. A **CONTRATANTE** obriga-se a manter, durante todo o prazo de vigência do **FINANCIAMENTO**, a **CONTA CORRENTE ESPECIAL** e a **CONTA VINCULADA**, mencionadas no item 2.6, sob pena de vencimento antecipado do **FINANCIAMENTO**, obrigando-se também a não alterar o seu domicílio bancário.

2.9. A **CONTRATANTE** deverá comunicar por escrito ao **CONTRATADO** os valores que deverão ser transferidos para cada um dos **AGENTES FINANCEIROS**, nas datas de pagamento de cada obrigação devida pela **CONTRATANTE** no **FINANCIAMENTO**, bem como as contas bancárias de cada um dos **AGENTES FINANCEIROS**.

2.10. Na hipótese de: (i) inadimplemento da **CONTRATANTE** de qualquer das obrigações assumidas no **FINANCIAMENTO**; (ii) declaração, pelos **AGENTES FINANCEIROS**, na forma do presente **CONTRATO**, do vencimento antecipado da dívida; ou (iii) inadimplemento da **CONTRATANTE** de qualquer obrigação assumida na Escritura de 1ª Emissão de Debêntures, datada de 01 de abril de 2000

REGISTRADO

ANEXO II
CONTRATO DE COBRANÇA, DEPÓSITO COM INTERVENIÊNCIA E OUTRAS AVENÇAS

que acarrete o bloqueio e retenção da receita caucionada aos debenturistas, o **CONTRATADO** tornará automaticamente indisponíveis à **CONTRATANTE**, até 49,9% (quarenta e nove inteiros e nove décimos por cento) dos recursos mantidos na **CONTA CORRENTE ESPECIAL**, observado o disposto na letra "e" desta cláusula, assim como o somatório dos faturamentos brutos mensais da **CONTRATANTE**, nos termos deste artigo.

a. Os recursos que forem retidos, conforme mencionado no "caput" deste item, deverão ser transferidos diariamente à **CONTA VINCULADA**.

b. A retenção e a transferência aqui tratadas obedecerão a dedução das parcelas relativas ao imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, à Reserva Global de Reversão - RGR e à Conta de Compensação de Combustíveis - CCC, deduzidas pelo **CONTRATADO**.

c. A **CONTRATANTE** obriga-se, perante os **AGENTES FINANCEIROS**, a utilizar os recursos referentes às deduções, mencionadas na letra " b" retro, exclusivamente na quitação dos impostos e encargos originadores desta dedução, não sendo permitida qualquer outra finalidade na utilização dos recursos que as aqui referidas.

d. Os recursos que já estiverem depositados na **CONTA VINCULADA**, e aqueles depositados a partir de então, serão imediatamente retidos na referida conta até o limite do valor do inadimplemento, acrescido dos encargos, multas e penalidades devidas.

e. Fica estabelecido, desde já, que após o vencimento das debêntures, retro mencionadas, em 01 de abril de 2003 e na ocorrência das hipóteses previstas nos itens i) e ii) do "caput" deste item, os **AGENTES FINANCEIROS** passarão a reter até 100% da receita proveniente do serviço de fornecimento de energia elétrica prestados pela **CONTRATANTE**, sem prejuízo do disposto na alínea "b" acima, até que sejam liqüidados todos os valores devidos no **FINANCIAMENTO**, incluindo o principal da dívida, juros, comissões, pena convencional, multas e demais encargos pactuados.

2.11. Caso não se verifique o atendimento às obrigações previstas nos itens 2.1. a 2.10., a **CONTRATANTE** deverá tomar as medidas cabíveis para o restabelecimento das condições ali previstas, no prazo de 5 (cinco) dias úteis, contado da comunicação do **LÍDER**, sob pena de os **AGENTES FINANCEIROS** poderem declarar vencido antecipadamente o **FINANCIAMENTO**.

2.12. A **CONTRATANTE** outorga ao **CONTRATADO** e ao **LÍDER**, mandato com poderes especiais, de forma irrevogável e irretratável, para os fins do disposto na cláusula segunda e nos termos dos incisos I e II do art. 1.317 do Código Civil Brasileiro, mandato este que sobreviverá à vigência do **CONTRATO**, da seguinte forma:

a. Na hipótese de inadimplemento da **CONTRATANTE**, caberá ao **LÍDER**, respeitado o disposto na cláusula 11 do Contrato de Constituição de Consórcio, solicitar ao **CONTRATADO** o bloqueio e a retenção dos recursos depositados na **CONTA CORRENTE ESPECIAL**, inclusive os que entrarem na data do bloqueio e aqueles depositados a partir de então, podendo o **LÍDER** requerer e assinar todos os documentos que se fizerem necessários, passar recibos e dar quitações.

b. O **CONTRATADO** e o **LÍDER** aceitam os encargos e os poderes que ora lhes são conferidos pelos **AGENTES FINANCEIROS** e pela **CONTRATANTE** necessários para o desempenho das funções estabelecidas na cláusula terceira, comprometem-se a zelar pelo fiel desempenho do mandato aqui conferido.

CLÁUSULA TERCEIRA - OBRIGAÇÕES DO CONTRATADO

3.1. O **CONTRATADO** aceita o encargo previsto na letra "b" do item 2.12., prometendo zelar pelo fiel desempenho do mandato ali conferido.

3.2. O **CONTRATADO** obriga-se a transferir diretamente para a **CONTA CORRENTE ESPECIAL** todos os recursos oriundos do pagamento das **FATURAS** creditados pelos **ARRECADADORES** nas contas

REGISTRADO

0918023 13-08-04
MICROFILMA
125023
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ANEXO II
CONTRATO DE COBRANÇA, DEPÓSITO COM INTERVENIÊNCIA E OUTRAS AVENÇAS

correntes de titularidade da **CONTRATANTE** destinadas, exclusivamente, ao recebimento dos aludidos recursos, acompanhando a transferência efetuada pelos referidos **ARRECADADORES**.

3.3. O **CONTRATADO** iniciará a transferência dos recursos da **CONTA CORRENTE ESPECIAL** para a **CONTA VINCULADA**, a partir do **DIA ANTERIOR** as datas de pagamento estabelecidas na **PLANILHA**, de acordo com o item 2.6. Nas datas de pagamento das obrigações estabelecidas no **FINANCIAMENTO**, a **CONTRATADA** efetuará a transferência dos valores, a partir da **CONTA VINCULADA**, para cada **AGENTE FINANCEIRO**, na proporção de seus créditos.

3.4. Na hipótese de inadimplemento da **CONTRATANTE**, o **CONTRATADO** bloqueará na data do recebimento de simples correspondência ou via telefax, enviada pelo **LÍDER**, os recursos depositados, bem como os que venham a ser depositados na **CONTA CORRENTE ESPECIAL**, conforme estabelecido nos itens 2.6 e 2.10., até que haja uma contra-ordem do **LÍDER**.

3.5. Na hipótese prevista no item 3.4., o **CONTRATADO** transferirá imediatamente para a **CONTA VINCULADA** os recursos depositados e os que venham a ser depositados na **CONTA CORRENTE ESPECIAL,** no montante necessário ao pagamento das obrigações vencidas até aquela data.

3.6. Ressalvadas as obrigações assumidas neste **CONTRATO**, o **CONTRATADO** fica, desde já, isento de quaisquer responsabilidades pelo cumprimento das obrigações assumidas pela **CONTRATANTE**, exceto as decorrentes de sua atuação como administrador dos recursos depositados na **CONTA CORRENTE ESPECIAL** e na **CONTA VINCULADA**, na forma expressamente acordada neste **CONTRATO**.

3.7. O **CONTRATADO** fica, desde já, expressamente autorizado pela **CONTRATANTE** a franquear acesso ao **LÍDER** de todos os registros e movimentações (crédito/débito) referente a **CONTA CORRENTE ESPECIAL** e a **CONTA VINCULADA**. O **CONTRATADO** deverá informar imediatamente ao **LÍDER**, qualquer alteração relevante e permanente nos níveis de movimentação da **CONTA CORRENTE ESPECIAL**, principalmente quando o volume de depósitos, mês a mês, for inferior ao valor mínimo estabelecido no item 2.3, até a final liquidação das obrigações assumidas pela **CONTRATANTE** no **FINANCIAMENTO**.

3.8. O **CONTRATADO** fica obrigado a emitir e enviar para o **LÍDER**, mensalmente, extrato com toda a movimentação da **CONTA CORRENTE ESPECIAL** e da **CONTA VINCULADA**.

CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES DO LÍDER

4.1. O **LÍDER** aceita o encargo previsto no item 2.12., obrigando-se a zelar pelo fiel desempenho do mandato ali conferido.

4.2. O **LÍDER** deverá comunicar por escrito ao **CONTRATADO** a inadimplência da **CONTRATANTE**, a fim de determinar o bloqueio da **CONTA CORRENTE ESPECIAL**, solicitar a transferência dos recursos ali bloqueados para a **CONTA VINCULADA**, indicando na notificação o valor em reais, a data em que os recursos deverão ser transferidos para as contas bancárias dos **AGENTES FINANCEIROS**, na proporção estabelecida no **CONSÓRCIO**.

CLÁUSULA QUINTA - DISPOSIÇÕES GERAIS

5.1. O **CONTRATO** terá vigência a partir da sua assinatura até final liquidação de todas as obrigações da **CONTRATANTE** no **FINANCIAMENTO**.

5.2. Salvo em caso das prioridades referidas em lei, os **AGENTES FINANCEIROS** têm prioridade sobre qualquer credor quanto aos recursos depositados na **CONTA CORRENTE ESPECIAL** e na **CONTA VINCULADA**.

5.2. Todas as despesas decorrentes da manutenção da **CONTA CORRENTE ESPECIAL** e da **CONTA VINCULADA** para com o **FINANCIAMENTO** ficarão por conta da **CONTRATANTE**, inclusive aquelas decorrentes das transferências efetuadas pelo **CONTRATADO** para os **AGENTES FINANCEIROS**, bem como aquelas relativas ao registro deste **CONTRATO**.

REGISTRADO
BVA Depto Jurídico

ANEXO II
CONTRATO DE COBRANÇA, DEPÓSITO COM INTERVENIÊNCIA E OUTRAS AVENÇAS

5.4. A renúncia por qualquer das partes, relativamente ao exercício de qualquer direito atribuído neste **CONTRATO** e no **FINANCIAMENTO**, somente produzirá efeitos quando manifestada por escrito. Nenhuma tolerância, atraso ou indulgência de qualquer das partes em fazer cumprir qualquer dispositivo deste **CONTRATO** prejudicará ou restringirá os direitos de tal parte, nem tampouco a impedirá de exercer tais direitos ou quaisquer outros no momento oportuno.

5.5. Sem prejuízo das declarações e garantias prestadas no **FINANCIAMENTO**, a **CONTRATANTE** declara e garante que:

a. Está autorizada, nos termos da lei e de seu Estatuto Social, a conferir e a caucionar a garantia ora convencionada, bem como a cumprir as disposições deste **CONTRATO**.

b. A celebração e a execução deste **CONTRATO** não violam nenhuma disposição de seu Estatuto Social ou das leis e dos regulamentos a que se submete.

c. A caução contemplada neste **CONTRATO**, não infringe ou viola qualquer disposição ou cláusula contida em avença de que a **CONTRATANTE** seja parte.

d. Que não existe nenhum impedimento legal ou decorrente de avenças de que a **CONTRATANTE** seja parte, que vede a entrega da garantia ora convencionada, em favor dos **AGENTES FINANCEIROS**.

e. A receita ora caucionada está livre de quaisquer ônus, dúvidas, dívidas e/ou gravames de qualquer natureza, exceto a vinculação objeto da Escritura de 1ª Emissão de Debêntures, datada de 01 de abril de 2000, e seus anexos.

f. Não irá ceder, alienar, vender, doar, transferir, alugar, caucionar, gravar e/ou negociar sob qualquer forma a receita ora caucionada, observado o disposto nos itens 2.6. e 2.10.

5.6. O **CONTRATO** tem caráter irrevogável e irretratável, podendo, apenas, ser alterado através de aditivo, mediante prévia aprovação dos **AGENTES FINANCEIROS**, devidamente assinado pelas partes identificadas no preâmbulo deste **CONTRATO**.

5.7. Nenhum dos **AGENTES FINANCEIROS** poderá, durante o prazo de vigência deste **CONTRATO**, ter privilégio sobre outro, sejam quais forem as hipóteses e pretextos, no que concerne aos direitos decorrentes da garantia constituída com base neste **CONTRATO**.

CLÁUSULA SEXTA - COMUNICAÇÃO

6.1. Toda e qualquer comunicação e/ou correspondência a ser trocada entre as partes, relativamente ao **FINANCIAMENTO** e a este **CONTRATO**, deverá ser transmitida por meio de telefax ou encaminhada para os seguintes endereços:

Para o **LÍDER**: BANCO CREDIBANCO S.A.
Endereço: Av. Eusébio Matoso, n.º 891 – 19º andar – São Paulo/SP
Atenção: Sr. Flávio Kazuaki Morashashi
Telefone: (11) 3097-1940

Para a **CONTRATANTE**: COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN
Endereço: Rua Mermoz, n.º 150 – Natal/RN
Atenção: Sr. Heron Bastos
Telefax: (84) 215-6454 Telefone: (84) 215-6104
"e-mail": heron@cosern.com.br

Para o **CONTRATADO**: BANCO DO BRASIL S.A.
Endereço: Rua Presidente Bandeira, n.º 372 – Natal/RN
Atenção: Sra. Emília Mércia Cunha Farias
Telefax: (84) 215-6332 Telefone: (84) 215-6454

ANEXO II

CONTRATO DE COBRANÇA, DEPÓSITO COM INTERVENIÊNCIA E OUTRAS AVENÇAS

MICROFILMADO 125025

2º OFÍCIO DE NOTAS

CLÁUSULA SÉTIMA - FORO

7.1. Fica eleito o Foro Central da Comarca da Capital do Estado de São Paulo, como competente para conhecer de qualquer questão oriunda deste contrato, com renúncia expressa a qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

E assim, por estarem justos e contratados, firmam o presente instrumento em 11 (onze) vias de igual teor e forma perante 02 (duas) testemunhas abaixo assinadas.

São Paulo, 01 de junho de 2000.

Cartório Único

Antonio Espinosa de Los Monteros
Diretor-Presidente

Cartório Único

Emmanuel Sampaio Lôpo
Diretor Financeiro e de Relações com o Mercado

Cartório Único Judiciário
Tabelião Patriola do Nascimento
TABELIÃO
Praça 05 de Abril, 150
Pureza Rio Grande do Norte

Reconheço a(s) firma(s) em número de ___ e devidamente assinalada(s) com a RECONHEÇO Cartório Único

Pureza RN

Em Testemunho da verdade

Tabelião

CONTRATANTE : COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN
C.N.P.J./MF: 08.324.196/0001-81

CONTRATADO : BANCO DO BRASIL S/A
C.N.P.J./MF: 00.000.000/0716-17
Arcanjo José L.F. de Moura
Gerente de Agencia-10590-2

BANCO CREDIBANCO S.A.
C.N.P.J./MF: 33.461.468/0001-32
Francisco de Assis Crema
Diretor

BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A.
C.N.P.J./MF: 60.770.336/0001-65
Eduardo de Calazans Xavier

ANTONIO SANCHEZ DA
Gerente de Negócios

BANCO BBA CREDITANSTALT S.A.
C.N.P.J./MF: 31.516.198/0001-94
CARLOS ALBERTO D DE SOUZA
Gerente Adm.

BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A.
C.N.P.J./MF: 60.942.638/0001-73
TROULA - Luiz Alberto Camargo

MARCEL PALANCH
Diretor

WALTER DE ALMEIDA FERNANDES
DIRETOR EXECUTIVO

BANCO ABC BRASIL S.A.
C.N.P.J./MF: 28.195.667/0002-97

BANCO BVA S/A.
C.N.P.J./MF: 33.254.133/0001-03

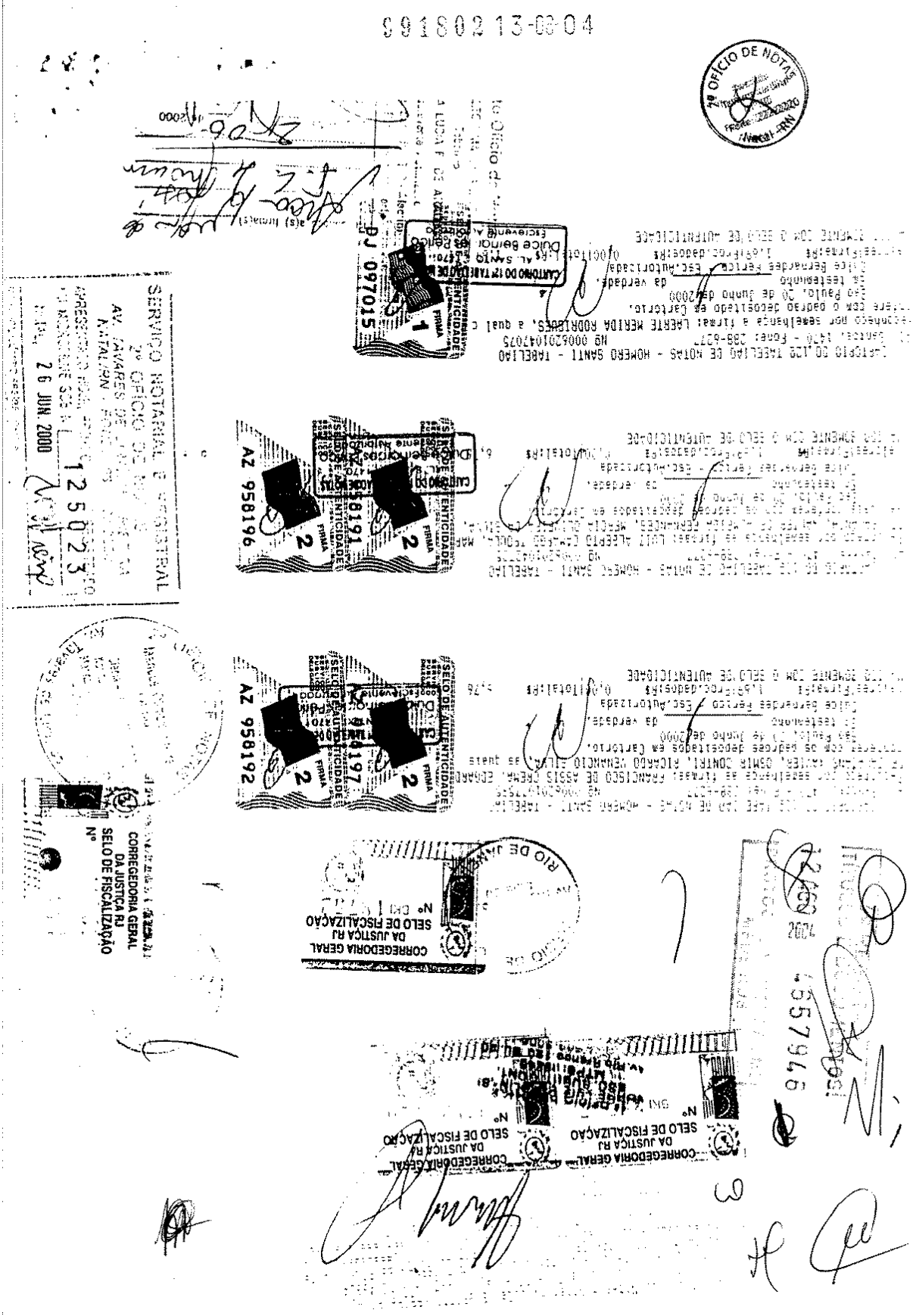
TESTEMUNHA
Mércia Oliveira da Silva
CPF: 120.340.798-

TESTEMUNHA
RODRIGUES MERIDA
CPF 030.441.178-79

Cartorio Unico Judiciario
Cartório de Títulos e Documentos
Praça 05 de Abril, 150 - Centro
CEP: 59.582-000 - Pureza/RN
Protocolado no Livro 1 Nº 56
Registrado no Livro 1 Nº 101
Fls. 86 sob o Nº 56
/ 19

Cartório Único Judiciário
Tabelião Patriota do N. Júnior
Praça 05 de Abril, 150
RN - CEP 59532-000

REGISTRADO



991802 13-08 04

ANEXO III
CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO FIXO – BNDES/FINEM
N.º 61.928

MICROFILMADO
125023
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

ARRECADADORES

NOMES DOS BANCOS	CÓDIGO
MERCANTIL DO BRASIL	389
HSBC	399
BANESPA	033
BANDEIRANTES	230
BRADESCO	237
BCN	251
CEF	104
REAL	275
UNIBANÇO	409
BBV	641

NOME DOS FRANQUEADOS

GUARARAPES
MULTPAG
MEDEIROS E DANTAS
SERVICE E PAGUE
JR CONSULTORIA E SERVIÇOS LTDA

NOME DAS COOPERATIVAS

CREDIAGRESTE
CREDIVALE
CREDISERIDÓ

REGISTRADO

12 AGO 2004

1257916

BVA Depto Jurídico

EXTOE

0918021 3-08-04

2º OFÍCIO DE NOTAS
Tabeliã Maria de Lira
Fone: 222-2220
Natal/RN

ANEXO IV
CONTRATO DE FINANCIAMENTO MEDIANTE ABERTURA DE CRÉDITO FIXO – BNDES/FINEM
N.º 61.928

MICROFILMADO
125023
2º OFÍCIO DE NOTAS
RTD - NATAL/RN

[papel timbrado da Cosern]

Ao
(BANCOS ARRECADADORES)
(FRANQUEADOS)
(COOPERATIVAS)

São Paulo, 01 de junho de 2000

Ref.: entrega de fundos depositados em nossa conta em favor do consórcio formado pelo BANCO CREDIBANCO S.A., BANCO ALFA DE INVESTIMENTO S.A., BANCO BBA CREDITANSTALT S.A., BANCO SUDAMERIS BRASIL S.A., BANCO ABC BRASIL S.A., BANCO BVA S.A.,

Prezados Senhores,

1. Os Bancos acima em referência, doravante denominados simplesmente **AGENTES FINANCEIROS**, em 01 de junho de 2000, reuniram-se em consórcio, tendo o **BANCO CREDIBANCO S.A.**, sido designado **LÍDER** e representante, com a finalidade de conceder à **COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN**, inscrita no C.N.P.J./MF sob o n.º 08.324.196/0001-81, doravante denominada simplesmente **COSERN**, mediante repasse de recursos do **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES**, um financiamento destinado ao plano de investimentos em expansão, melhorias e modernização do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica na sua área de concessão, abrangendo os anos de 1999 a 2001, através do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES/FINEM n.º 61.928, doravante denominado simplesmente **FINANCIAMENTO**.

2. De acordo com as disposições do **FINANCIAMENTO**, a **COSERN**, na qualidade de beneficiária, caucionou em garantia, em favor dos **AGENTES FINANCEIROS,** os direitos creditórios decorrentes dos valores arrecadados nas agências bancárias e postos de arrecadação de V.Sas, oriundos do pagamento das faturas efetuado pelos usuários, em razão dos serviços de energia elétrica oferecidos pela **COSERN**, garantindo o pagamento das obrigações assumidas no **FINANCIAMENTO**.

3. Assim, instruímos V.Sas. dos procedimentos a serem adotados para a implementação da caução acima mencionada:

a. Os valores arrecadados nas agências bancárias e postos de arrecadação de V.Sas., oriundos dos pagamentos das faturas efetuados pelos usuários, decorrentes dos serviços de energia elétrica oferecidos pela **COSERN**, deverão ser transferidos, exclusivamente, para as contas correntes de titularidade da **COSERN**, abertas junto à Agência n.º 0716-1, Alecrim (Natal), do BANCO DO BRASIL S.A., em até 3 (três) dias úteis, porém, respeitando os prazos existentes nos contratos em vigor.

b. A presente ordem de transferência para as contas correntes de titularidade da **COSERN**, abertas junto à Agência acima especificada, principia a ter efeitos a partir do dia do recebimento desta carta por V.Sas., e valerá até que sejam liqüidadas todas as obrigações assumidas pela **COSERN** no **FINANCIAMENTO**.

c. As presentes instruções permanecerão em vigor até 15 de julho de 2008; todavia, para a sua efetiva revogação, deverá ser apresentado um termo de liberação - ou modificação - devidamente assinado pelo **BANCO CREDIBANCO S.A.**, na qualidade de **LÍDER** e representante do consórcio acima mencionado, ou pelos **AGENTES FINANCEIROS** em conjunto, ou, ainda, por outro líder do consórcio que venha a ser indicado no caso de renúncia ou destituição do **BANCO CREDIBANCO S.A.**.

REGISTRADO

001892 13-08-04

Em evidência da anuência de V.Sas. aos termos objeto da presente, queiram assinar no local abaixo indicado, devolvendo-nos duas vias, que serão encaminhadas por nós ao **BANCO CREDIBANCO S.A.**

MICROFILMADO
125023
2º OFÍCIO DE NOTAS
RDD - NATAL/RN

Atenciosamente,

Cartório Único — Antônio Espinosa de Los Monteros
Diretor-Presidente

Cartório Único — Emmanuel Sumpaio Lôpo
Diretor Financeiro e de Relações com o Mercado

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN,
C.N.P.J./MF: 08.324.196/0001-81

Cartório Único Judiciário Lindonor Patriota do Nascimento — Praça 05 de Abril, 150 — Pureza - RN — CEP 59532-000
Reconheço a(s) firma(s) em número de 2 e devidamente assinalada(s) com a RECONHEÇO Cartório Único
Pureza RN
Em Testemunho da verdade
Tabelião

DE ACORDO:

Cada um dos:
(BANCOS ARRECADADORES)
(FRANQUEADOS)
(COOPERATIVAS)

REGISTRADO

Cartório Único Judiciário — Lindonor Patriota do N. Júnior — Tabelião — Praça 05 de Abril, 150 — Pureza - RN - CEP 59532-000

Cartório Único Judiciário
Cartório de Títulos e Documentos
Praça 05 de Abril, 150 — Centro
CEP: 59532-000 — Pureza/RN
Protocolado no Livro 1 Nº 57
e Registrado no Livro B Nº C-01
Fls. 57 sob o Nº 57
Pureza (RN) 26/06/2000
Lindonor Patriota do N. Júnior
Oficial

SERVIÇO NOTARIAL E REGISTRAL
2º OFÍCIO DE NOTAS
AV. [illegible]
APRESENTADO PARA REGISTRO E REGISTRADO EM MICROFILME SOB Nº 125023
NATAL, 26 JUN. 2000
SUBSTITUTOS

12 AGO 2000
1.957.976
SELO DE AUTENTICIDADE

IV – Relatório de Classificação de Risco

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Data de Publicação: 6 de maio de 2004
Brasil—Comunicado à Imprensa

Standard & Poor's atribui rating 'brBBB+' em sua Escala Nacional Brasil à Cia. Energética do Rio Grande do Norte - COSERN

Analistas: Juliana Gallo, São Paulo (55) 11-5501-8948; Milena Zaniboni, São Paulo (55) 11-5501-8945

São Paulo, 6 de maio de 2004 (Standard & Poor's) – A Standard & Poor's Ratings Services atribuiu hoje em sua Escala Nacional Brasil o rating 'brBBB+' às debêntures, no montante de R$ 120 milhões, a serem emitidas pela Cia. Energética do Rio Grande do Norte - COSERN. Ao mesmo tempo, a Standard & Poor's reafirmou o rating de crédito corporativo 'brBBB+' da empresa e alterou a perspectiva do rating de negativa para estável.

Esta emissão de debêntures visa alongar uma parte dos vencimentos de dívidas de 2004 que somam R$ 254 milhões. Os valores restantes serão renegociados com seus bancos de relacionamento.

A alteração na perspectiva do rating reflete a expectativa da Standard & Poor's de que a empresa continuará apresentando um desempenho operacional e financeiro satisfatório, e que os riscos de refinanciamento e regulatório, os quais poderiam levar a empresa a uma piora em sua qualidade creditícia foram resolvidos.O rating também incorpora o contrato de concessão exclusivo de 30 anos que a empresa possui para distribuir energia no Estado do Rio Grande do Norte; o seu elevado número de clientes cativos (residenciais e comerciais); o suporte técnico de um forte acionista e o cronograma de amortização compatível com sua geração de caixa após a emissão das debêntures. Esses aspectos positivos são, de certa forma, compensados pelo volume significativo de contas a receber (mesmo após algumas negociações que a empresa realizou com seu maior cliente do setor público) e pelo ambiente regulatório do setor elétrico que ainda está em evolução e, sob muitos aspectos, também indefinido.

Em 2005, os contratos iniciais da COSERN (contrato de compra de energia com geradores) sofrerão uma queda de 25%, o que representa cerca de 1.400 Gwh. Por isso, a empresa ficará exposta às novas regras de contratos e preços determinadas no novo modelo do setor energético, visto que ela terá de contratar suas necessidades de energia no *pool* de energia. Como o novo modelo ainda não está totalmente regulado, o risco financeiro que a empresa corre é o de descasamento em seus custos de compra de energia *versus* sua estrutura de tarifas se, por exemplo, os preços do *pool* forem mais altos do que os da média dos contratos iniciais e não puderem ser imediatamente repassados para as tarifas.

No entanto, a Standard & Poor's não acredita que os preços do *pool* deverão ser muito diferentes daqueles negociados nos contratos iniciais (em torno de R$ 53,5/MWh) em razão do alto volume de energia disponível descontratada, que está sendo atualmente negociada no mercado livre (em torno de R$ 18,6/MWh).

Apesar de operar na Região Nordeste, a qual ainda se caracteriza pelo baixo desenvolvimento econômico, a empresa reportou índice de crescimento acentuado (em torno de 5%) até ser imposto o racionamento de energia em 2001. A queda na demanda e a estagnação econômica causada pelo racionamento de energia levaram a uma redução de 6% no volume de energia

vendida em 2001 em relação a 2000. Em 2003, o volume aumentou 11% comparado com 2002, superando em 7,8% o volume obtido em 2000. A razão desse aumento foi a maior demanda na região derivada do acréscimo de novos consumidores e também pelas melhorias apresentadas na economia regional. Uma outra indicação positiva para os resultados registrados em 2003 foi o reajuste de tarifas de 11,5% concedido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel em abril de 2003. Essas melhorias contribuíram para um EBITDA de R$ 127 milhões, o que resultou num índice de cobertura de juros pelo EBITDA de 1,8x e no índice de endividamento total pelo EBITDA de 36% no exercício de 2003. Para 2004, a expectativa da Standard & Poor's é de que a empresa apresente um EBITDA de aproximadamente R$ 170 milhões e um índice de cobertura de juros pelo EBITDA de 37,1% e de endividamento total pelo EBITDA de 2,2x.

A COSERN é controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA (rating na Escala Nacional Brasil: 'brA-/Estável/--'), que detém 67,4% de seu capital total, e também pela Guaraniana S.A. (empresa *holding* controlada pela Iberdrola Energia {39%}; PREVI - Caixa de Previdência de Funcionários do Banco do Brasil {27,6%}; 521 Participações {21,4%} Banco do Brasil Inv.{11,4%} e outros acionistas {0,6%}).

Liquidez

Embora a liquidez da COSERN seja adequada para a sua categoria de rating, a empresa enfrentará vencimentos de dívida no valor de R$ 254 milhões em 2004 (que correspondem a 58,5% de seu endividamento total). A solução encontrada pela empresa para essa pressão de fluxo de caixa foi a emissão das debêntures no montante de R$ 120 milhões e o fechamento de um acordo para um empréstimo bancário de R$ 60 milhões. A exposição restante de curto prazo, de cerca de R$ 70 milhões, será principalmente renegociada com seus bancos de relacionamento. Na opinião da Standard & Poor's, logo que a pressão de curto prazo for resolvida em 2004, o cronograma de amortização da empresa estará de acordo com a sua geração de caixa, evitando problemas de liquidez para os próximos anos. Além disso, a cobertura de juros pela geração interna de caixa (*Funds From Operations* - FFO) deverá chegar a 2x em 2004, em relação ao índice de 1,6x registrado no ano anterior, e o FFO sobre o endividamento total deverá subir dos 13% apresentados em 2003 para 16% neste ano.

Espera-se que a geração interna de caixa atinja R$ 70 milhões em 2004 e seja usada para amortizar dívida e para financiar investimentos na área de concessão. Para 2004, os investimentos estão projetados em cerca de R$ 46 milhões. Os recursos serão usados principalmente para manutenção de seu sistema de distribuição e para o Programa Luz no Campo.

Perspectiva

A perspectiva estável do rating de crédito corporativo reflete a expectativa da Standard & Poor's de que a empresa continuará apresentando desempenho operacional e financeiro satisfatório de acordo com sua categoria de rating. De agora em diante, a empresa terá um cronograma de amortização de acordo com sua geração de caixa, evitando concentração significativa e problemas de liquidez para os próximos anos. Por outro lado, o rating poderá ser reavaliado caso o detalhamento sobre as novas regras para o ambiente regulatório seja diferente das expectativas da Standard & Poor's e afete o equilíbrio econômico e financeiro da empresa.

Publicado pela Standard & Poor's, uma divisão da The McGraw-Hill Companies, Inc. Escritórios Executivos: 1221 Avenue of the Americas, New York, NY 10020. Escritório Editorial: 55 Water Street, New York, NY 10041. Atendimento ao Assinante: (1) 212-438-7280. Copyright 2004 pela The McGraw-Hill Companies, Inc. Reprodução total ou parcial é expressamente proibida exceto sob permissão. Todos os direitos reservados. Todas as informações foram obtidas pela Standard & Poor's de fontes consideradas confiáveis. Entretanto, em função da possibilidade de erro humano ou mecânico por parte

da Standard & Poor's ou de suas fontes ou outros, a Standard & Poor's não garante a precisão, adequação ou completitude de quaisquer informações e não se responsabiliza por quaisquer erros ou omissões ou por quaisquer resultados obtidos ao se utilizarem tais informações.

The McGraw-Hill Companies

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

V – Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP da Companhia Referentes aos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de Dezembro de 2001, 2002 e 2003

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIAÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ	6 - NIRE
01813-9	**CIA. ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE**	08.324.196/0001-81	-

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO)						2 - BAIRRO OU DISTRITO	
Rua Mermoz, 150						Baldo	
3 - CEP	4 - MUNICÍPIO						5 - UF
59025-250	Natal						RN
6 - DDD	7 - TELEFONE	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEX	11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX	14 - FAX
84	215-6104	215-6105	215-6100	-	84	215-6242	215-6242	215-6242
15 - E-MAIL								
-								

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para correspondência com a Companhia)

1 - NOME			2 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO)			
Emmanuel Sampaio Lôpo			Rua Mermoz, 150			
3 - BAIRRO OU DISTRITO		4 - CEP	5 - MUNICÍPIO			6 - UF
Baldo		59025-250	Natal			RN
7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX	12 - DDD	13 - FAX
84	215-6104	215-6105	215-6103	-	84	215-6242
14 - FAX	15 - FAX	16 - E-MAIL				
215-6242	215-6242	elopol@cosern.com.br				

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO	1 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL
1 - ÚLTIMO	01/01/2001	31/12/2001
2 - PENÚLTIMO	01/01/2000	31/12/2000
3 - ANTEPENÚLTIMO	01/01/1999	31/12/1999

4 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	5 - CÓDIGO CVM	6 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	7 - CPF DO RESP. TÉCNICO
Ernst & Young Auditores Independentes S/C	00471-5	Aurivaldo Coimbra de Oliveira	270.967.698-20

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL.)	1 31/12/2001	2 31/12/2000	3 31/12/1999
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	129.746	129.746	142.434
2 - PREFERENCIAIS	38.328	38.328	25.640
3 - TOTAL	168.074	168.074	168.074
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	-	-	-
6 - TOTAL	-	-	-

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA	2 - TIPO DE SITUAÇÃO
Empresa Comercial, Industrial e Outras	Operacional
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO	4 - CÓDIGO ATIVIDADE
Privada Nacional	1990200 - Serviços de Eletricidade
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL	6 - TIPO DE CONSOLIDADO
Distribuição de Energia Elétrica	Total

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO
01	RCA	31/12/2001	Juros Sobre Capital Próprio	-	ON	0,2292356000
02	RCA	31/12/2001	Juros Sobre Capital Próprio	-	PNA	0,2292356000
03	RCA	31/12/2001	Juros Sobre Capital Próprio	-	PNB	0,2292356000
04	RCA	31/12/2001	Juros Sobre Capital Próprio	-	PNC	0,2292356000

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
27/3/2002	

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2001	4 - 31/12/2000	5 - 31/12/1999
1	Ativo Total	1.062.168	797.752	468.793
1.01	Ativo Circulante	288.503	232.801	108.531
1.01.01	Disponibilidades	28.484	41.169	2.392
1.01.01.01	Numerário disponível	28.484	25.325	2.392
1.01.01.02	Aplicações no mercado aberto	0	15.844	0
1.01.02	Créditos	258.890	190.495	103.343
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	184.767	151.543	80.987
1.01.02.02	Títulos a receber	28.731	10.369	23.591
1.01.02.03	Prov. p/ créd. de liquidação duvidosa	(20.518)	(17.137)	(18.223)
1.01.02.04	Bônus racionamento (líq. de sobretaxa)	7.523	1.113	0
1.01.02.05	Recomp. tarif. do racionamento	16.639	0	0
1.01.02.06	Energia livre - racionamento	4.740	0	0
1.01.02.07	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	3.614	0	0
1.01.02.08	Serviços em curso	3.294	0	471
1.01.02.09	Tributos a compensar	9.332	9.822	3.147
1.01.02.10	Contribuição social diferida	8.603	20.733	10.693
1.01.02.11	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	9.423	10.096	0
1.01.02.12	Outros créditos	2.742	3.956	2.677
1.01.03	Estoques	1.129	1.137	2.769
1.01.04	Outros	0	0	27
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	413.911	281.347	98.259
1.02.01	Créditos Diversos	413.911	281.347	98.259
1.02.01.01	Títulos a receber	42.055	45.253	46.111
1.02.01.02	Recomp. tarif. do racionamento	99.191	0	0
1.02.01.03	Energia livre - racionamento	26.020	0	0
1.02.01.04	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	6.744	0	0
1.02.01.05	Gastos increm. racionamento a recuperar	4.045	0	0
1.02.01.06	IR e CS diferidos	30.396	24.648	43.905
1.02.01.07	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	189.553	198.976	0
1.02.01.08	Depósitos judiciais	7.695	8.149	5.482
1.02.01.09	Bens e direitos destinados a alienação	35	0	0
1.02.01.10	Outros créditos	8.177	4.321	2.761
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	359.754	283.604	262.003
1.03.01	Investimentos	52.745	149	149
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	52.596	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	149	149	149
1.03.02	Imobilizado	306.654	282.429	261.854
1.03.03	Diferido	355	1.026	0

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2001	4 - 31/12/2000	5 - 31/12/1999
2	Passivo Total	1.062.168	797.752	468.793
2.01	Passivo Circulante	344.522	213.559	200.847
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	98.362	25.575	84.558
2.01.02	Debêntures	37.500	18.750	0
2.01.03	Fornecedores	52.153	25.273	21.287
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	0	0	0
2.01.05	Dividendos a Pagar	32.959	64.557	26.565
2.01.05.01	Dividendos e juros sobre capital próprio	32.959	64.557	26.565
2.01.06	Provisões	32.782	31.499	28.037
2.01.06.01	Contingências Trabalhistas	32.782	31.499	28.037
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	3.523	5.842	1.753
2.01.08	Outros	87.243	42.063	38.647
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	4.573	0	0
2.01.08.02	Folha de pagamento	732	1.635	1.704
2.01.08.03	Obrigações estimadas	18.668	1.458	8.719

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2001	4 - 31/12/2000	5 - 31/12/1999
2.01.08.04	Encargos de dívidas	30.354	10.073	256
2.01.08.05	Taxas regulamentares	1.794	2.594	2.439
2.01.08.06	Entidade de prefidência privada	3.121	3.159	2.929
2.01.08.07	Tributos e contribuições sociais	22.893	15.293	17.691
2.01.08.08	Parcelamento - tributos e contribuições	1.861	1.693	742
2.01.08.09	Adiantamentos recebidos	417	144	0
2.01.08.10	Outras contas a pagar	2.830	6.014	4.167
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	247.593	178.541	85.006
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	194.633	103.476	72.276
2.02.02	Debêntures	18.750	56.250	0
2.02.03	Provisões	0	0	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	5.058	0
2.02.05	Outros	34.210	13.757	12.730
2.02.05.01	Parcelamento - tributos e contribuições	3.939	5.268	159
2.02.05.02	IR e CS diferidos	1.949	2.322	2.823
2.02.05.03	Energia livre - racionamento	25.104	0	0
2.02.05.04	Entidade de previdência privada	3.218	6.167	9.087
2.02.05.05	Outros	0	0	661
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	470.053	405.652	182.940
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	223.710	223.713	4.543
2.05.02.01	Doações Subv. p/ Investimentos	0	0	0
2.05.02.02	Rem. s/ o Capital Próprio	0	0	0
2.05.02.03	Rec. Dest. a Aum. de Capital	0	0	0
2.05.02.04	Res. Esp. de Capital	223.710	223.713	4.543
2.05.02.05	Ações em Tesouraria	0	0	0
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	105.930	41.526	37.984
2.05.04.01	Legal	14.536	9.389	1.524
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	91.394	32.137	36.460
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2001 a 31/12/2001	4 - 01/01/2000 a 31/12/2000	5 - 01/01/1999 a 31/12/1999
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	564.090	448.916	338.938
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	386.976	398.182	328.923
3.01.02	Suprimento de energia elétrica	28.300	45.530	7.319
3.01.03	Receita recomp. tarif. do racionamento	115.830	0	0
3.01.04	Energia livre - repasse a geradora	29.677	0	0
3.01.05	Outras receitas operacionais	3.307	5.204	2.696
3.02	Deduções da Receita Bruta	(88.820)	(87.781)	(75.987)
3.02.01	Impostos e Contribuições	(84.393)	(82.653)	(71.255)
3.02.02	Encargos do Consumidor	(4.427)	(5.128)	(4.732)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	475.270	361.135	262.951
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	0	0	0
3.05	Resultado Bruto	475.270	361.135	262.951
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(376.966)	(282.280)	(241.958)
3.06.01	Com Vendas	0	0	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(331.986)	(243.417)	(204.437)
3.06.02.01	Pessoal	(23.914)	(22.007)	(20.311)
3.06.02.02	Administradores	(2.022)	(2.348)	(1.414)
3.06.02.03	Entidade de previdência privada	(1.057)	(1.215)	(1.137)
3.06.02.04	Material	(3.383)	(4.014)	(5.019)
3.06.02.05	Serviços de terceiros	(26.609)	(24.253)	(20.464)

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2001 a 31/12/2001	4 - 01/01/2000 a 31/12/2000	5 - 01/01/1999 a 31/12/1999
3.06.02.06	Energia livre - repasse a geradora	(29.677)	0	0
3.06.02.07	Energia elétrica comprada p/ revenda	(148.319)	(117.641)	(104.653)
3.06.02.08	Encargos de uso do sistema transmissão	(26.112)	(24.550)	(12.028)
3.06.02.09	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(8.813)	(9.330)	(4.264)
3.06.02.10	Taxa de fiscalização	(876)	(759)	(585)
3.06.02.11	Depreciação e amortização	(27.205)	(23.015)	(18.193)
3.06.02.12	Provisões (líquidas de reversões)	(28.787)	(4.701)	(10.957)
3.06.02.13	Outras despesas	(5.212)	(9.584)	(5.412)
3.06.03	Financeiras	(44.980)	(38.863)	(37.521)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	57.590	20.534	21.081
3.06.03.01.01	Rendas	7.380	0	5.213
3.06.03.01.02	Variações monetárias	38.287	0	6.118
3.06.03.01.03	Acréscimo moratório	3.936	0	4.072
3.06.03.01.05	Outras receitas	7.987	0	5.678
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(102.570)	(59.397)	(58.602)
3.06.03.02.01	Encargos da dívida	(58.888)	(24.819)	(22.458)
3.06.03.02.02	Variações monetárias	(3.093)	(9.934)	(15.612)
3.06.03.02.03	Outras despesas financeiras	(2.061)	(24.644)	(1.553)
3.06.03.02.04	Juros s/ capital próprio	(38.528)	0	(18.979)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	98.304	78.855	20.993
3.08	Resultado Não Operacional	(11.112)	(8.952)	(1.095)
3.08.01	Receitas	647	2.601	278
3.08.01.01	Efeito de adesão ao REFIS	0	1.777	0
3.08.01.02	Outras recceitas	647	824	0
3.08.02	Despesas	(11.759)	(11.553)	(1.373)
3.08.02.01	Efeito de adesão ao REFIS	0	0	0
3.08.02.02	Item Extr.-Amort.Ágio Rev.Prov.Integ.PL	(10.096)	(7.855)	0
3.08.02.03	Outras despesas	(1.663)	(3.698)	0
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	87.192	69.903	19.898
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(22.788)	(18.840)	(8.011)
3.11	IR Diferido	0	0	0
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	(390)
3.12.01	Participações	0	0	(390)
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	38.528	19.777	18.979
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	102.932	70.840	30.476
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,61242	0,42148	0,18132

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2001 a 31/12/2001	4 - 01/01/2000 a 31/12/2000	5 - 01/01/1999 a 31/12/1999
4.01	Origens	281.885	495.537	141.229
4.01.01	Das Operações	138.072	113.629	62.731
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	102.932	70.840	30.476
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	35.140	42.789	32.255
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	27.877	23.492	18.193
4.01.01.02.02	Variações Mon. e Juros de LP, Líquidos	(9.907)	(287)	12.688
4.01.01.02.04	Baixa de Imobilizado e Outros	1.065	3.013	1.467
4.01.01.02.07	IR e CS diferidos ativos	6.009	8.716	(236)
4.01.01.02.09	Provisão para perdas - investimentos	0	0	143
4.01.01.02.11	Amortização do ágio incorporado	10.096	7.855	0
4.01.02	Dos Acionistas	0	219.170	55.358
4.01.02.02	Reversão de Dividendos Declarados	0	0	0
4.01.02.03	Remuneração de bens e direitos	0	1.868	2.923
4.01.02.04	Integralização de Capital	0	0	52.435
4.01.02.06	Reserva especial de ágio	0	216.927	0
4.01.02.07	Prêmio na emissão de debêntures	0	375	0
4.01.03	De Terceiros	143.813	162.738	23.140
4.01.03.01	Contribuições e doações do consumidor	4.047	8.298	4.276

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2001 a 31/12/2001	4 - 01/01/2000 a 31/12/2000	5 - 01/01/1999 a 31/12/1999
4.01.03.02	Empréstimos e Financiamentos a LP	112.336	48.420	7.620
4.01.03.03	Outros ativos	14.889	21.795	10.386
4.01.03.04	Créditos a receber	12.541	9.225	858
4.01.03.05	Debêntures	0	75.000	0
4.02	Aplicações	357.146	383.979	136.992
4.02.01	Adições ao realizável a longo prazo	120.769	221.010	3.092
4.02.02	Aquisição de investimentos	52.596	54.902	0
4.02.03	Aquisição no imobilizado	56.372	0	61.875
4.02.04	Adição ao diferido	0	1.502	0
4.02.05	Exigível a LP transferido p/ circulante	64.292	34.562	38.861
4.02.06	Ajuste de exercícios anteriores	3	0	0
4.02.07	Dividendos e juros s/ o capital próprio	38.528	67.298	28.952
4.02.08	Transf. do circulante p/ realizável a	24.586	4.705 LP	4.212
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(75.261)	111.558	4.237
4.04	Variação do Ativo Circulante	55.702	124.270	13.649
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	232.801	108.531	94.882
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	288.503	232.801	108.531
4.05	Variação do Passivo Circulante	130.963	12.712	9.412
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	213.559	200.847	191.435
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	344.522	213.559	200.847

05.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2001 A 31/12/2001 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	223.713	0	41.526	0	405.652
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	(3)	0	0	0	(3)
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	102.932	102.932
5.07	Destinações	0	0	0	64.404	(102.932)	(38.528)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	5.147	(5.147)	0
5.07.02	Reserva de retenção de lucros	0	0	0	59.257	(59.257)	0
5.07.03	Juros s/ capital próprio	0	0	0	0	(38.528)	(38.528)
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	140.413	223.710	0	105.930	0	470.053

05.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2000 A 31/12/2000 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	4.543	0	37.984	0	182.940
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.03.01	Aumento de Capital Incorporação IBIDEM	212.733	0	0	0	0	212.733
5.03.02	Redução de Capital cancelamento IBIDEM	(212.733)	0	0	0	0	(212.733)
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	70.840	70.840
5.07	Destinações	0	0	0	3.542	(51.063)	(47.521)
5.07.01	Reserva Legal	0	0	0	3.542	(3.542)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(47.521)	(47.521)
5.08	Outros	0	219.170	0	0	(19.777)	199.393
5.08.01	Rem. bens direitos constit cap.próprio	0	1.868	0	0	0	1.868
5.08.02	Ágio na emissão de debêntures	0	375	0	0	0	375
5.08.03	Constituição reserva de Ágio	0	216.927	0	0	0	216.927
5.08.04	Juros sobre capital próprio	0	0	0	0	(19.777)	(19.777)
5.09	Saldo Final	140.413	223.713	0	41.526	0	405.652

05.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/1999 A 31/12/1999 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	(50.815)	0	36.460	0	126.058
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	52.435	0	0	0	52.435
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	30.476	30.476
5.07	Destinações	0	0	0	1.524	(11.497)	(9.973)
5.07.01	Reserva Legal	0	0	0	1.524	(1.524)	0
5.07.02	Dividendos Provisionados	0	0	0	0	(9.973)	(9.973)
5.08	Outros	0	2.923	0	0	(18.979)	(16.056)
5.09	Saldo Final	140.413	4.543	0	37.984	0	182.940

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2001	4 - 31/12/2000	5 - 31/12/1999
1	Ativo Total	1.097.694	0	0
1.01	Ativo Circulante	304.087	0	0
1.01.01	Disponibilidades	44.163	0	0
1.01.01.01	Numerário 44.163 disponível	0	0	
1.01.01.02	Aplicações no mercado aberto	0	0	0
1.01.02	Créditos	258.795	0	0
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	184.572	0	0
1.01.02.02	Títulos a receber	28.731	0	0
1.01.02.03	Prov. p/ créd. de liquidação duvidosa	(20.518)	0	0
1.01.02.04	Bônus racionamento (líq. de sobretaxa)	7.523	0	0
1.01.02.05	Recomp. tarif. do racionamento	16.639	0	0
1.01.02.06	Energia livre - racionamento	4.740	0	0
1.01.02.07	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	3.614	0	0
1.01.02.08	Serviços em curso	3.294	0	0
1.01.02.09	Tributos a compensar	9.340	0	0
1.01.02.10	Contribuição social diferida	8.603	0	0
1.01.02.11	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	9.423	0	0
1.01.02.12	Outros créditos	2.834	0	0
1.01.03	Estoques	1.129	0	0
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	413.911	0	0
1.02.01	Créditos Diversos	413.911	0	0
1.02.01.01	Títulos a receber	42.055	0	0
1.02.01.02	Recomp. tarif. do racionamento	99.191	0	0
1.02.01.03	Energia livre - racionamento	26.020	0	0
1.02.01.04	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	6.744	0	0
1.02.01.05	Gastos increm. racionamento a recuperar	4.045	0	0
1.02.01.06	IR e CS diferidos	30.396	0	0
1.02.01.07	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	189.553	0	0
1.02.01.08	Depósitos judiciais	7.695	0	0
1.02.01.09	Bens e direitos destinados a alienação	35	0	0
1.02.01.10	Outros créditos	8.177	0	0
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	379.696	0	0
1.03.01	Investimentos	149	0	0
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	149	0	0
1.03.02	Imobilizado	366.373	0	0
1.03.03	Diferido	13.174	0	0

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2001	4 - 31/12/2000	5 - 31/12/1999
2	Passivo Total	1.097.694	0	0
2.01	Passivo Circulante	355.718	0	0
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	98.362	0	0
2.01.02	Debêntures	37.500	0	0
2.01.03	Fornecedores	63.274	0	0
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	0	0	0
2.01.05	Dividendos a Pagar	32.959	0	0
2.01.05.01	Dividendos e juros s/ o capital próprio	32.959	0	0
2.01.06	Provisões	32.782	0	0
2.01.06.01	Contingências trabalhistas	32.782	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	3.523	0	0
2.01.08	Outros	87.318	0	0
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	4.573	0	0
2.01.08.02	Folha de pagamento	738	0	0
2.01.08.03	Obrigações estimadas	18.668	0	0
2.01.08.04	Encargos de dívidas	30.354	0	0
2.01.08.05	Taxas regulamentares	1.794	0	0
2.01.08.06	Entidade de previdência privada	3.121	0	0
2.01.08.07	Tributos e contribuições sociais	22.962	0	0
2.01.08.08	Parcelamento - tributos e contribuições	1.861	0	0
2.01.08.09	Adiantamentos recebidos	417	0	0
2.01.08.10	Outras contas a pagar	2.830	0	0
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	247.953	0	0
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	194.633	0	0
2.02.02	Debêntures	18.750	0	0
2.02.03	Provisões	0	0	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.02.05	Outros	34.570	0	0
2.02.05.01	Parcelamento - tributos e contribuições	3.939	0	0
2.02.05.02	IR e CS diferidos	1.949	0	0
2.02.05.03	Energia livre - racionamento	25.104	0	0
2.02.05.04	Entidade de previdência privada	3.218	0	0
2.02.05.05	Adiantamento p/ futuro aum. de capital	360	0	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Participações Minoritárias	23.970	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	470.053	0	0
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	0	0
2.05.02	Reservas de Capital	223.710	0	0
2.05.02.04	Res. esp. de capital	223.710	0	0
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	105.930	0	0
2.05.04.01	Legal	14.536	0	0
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	91.394	0	0
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2001 a 31/12/2001	4 - 01/01/2000 a 31/12/2000	5 - 01/01/1999 a 31/12/1999
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	564.090	0	0
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	386.976	0	0
3.01.02	Suprimento de energia elétrica	28.300	0	0
3.01.03	Receita recomp. tarif. do racionamento	115.830	0	0
3.01.04	Energia livre-repasse a geradora	29.677	0	0
3.01.05	Outras receitas operacionais	3.307	0	0
3.02	Deduções da Receita Bruta	(88.820)	0	0
3.02.01	Impostos e contribuições	(84.393)	0	0
3.02.02	Encargos do consumidor	(4.427)	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	475.270	0	0
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	0	0	0

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2001 a 31/12/2001	4 - 01/01/2000 a 31/12/2000	5 - 01/01/1999 a 31/12/1999
3.05	Resultado Bruto	475.270	0	0
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(376.966)	0	0
3.06.01	Com Vendas	0	0	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(331.986)	0	0
3.06.02.01	Pessoal	(23.914)	0	0
3.06.02.02	Administradores	(2.022)	0	0
3.06.02.03	Entidade de previdência privada	(1.057)	0	0
3.06.02.04	Material	(3.383)	0	0
3.06.02.05	Serviços de terceiros	(26.609)	0	0
3.06.02.06	Energia livre - repasse a geradora	(29.677)	0	0
3.06.02.07	Energia elétrica comprada p/ revenda	(148.319)	0	0
3.06.02.08	Encargos de uso do sistema transmissão	(26.112)	0	0
3.06.02.09	Subvenção conta cons. combustível - CCC	(8.813)	0	0
3.06.02.10	Taxa de fiscalização	(876)	0	0
3.06.02.11	Depreciação e amortização	(27.205)	0	0
3.06.02.12	Provisões (líquidas de reversões)	(28.787)	0	0
3.06.02.13	Outras despesas	(5.212)	0	0
3.06.03	Financeiras	(44.980)	0	0
3.06.03.01	Receitas Financeiras	57.590	0	0
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(102.570)	0	0
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	98.304	0	0
3.08	Resultado Não Operacional	(11.112)	0	0
3.08.01	Receitas	647	0	0
3.08.01.02	Outras receitas	647	0	0
3.08.02	Despesas	(11.759)	0	0
3.08.02.02	Item incomum - amort. ágio	(10.096)	0	0
3.08.02.03	Outras despesas	(1.663)	0	0
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	87.192	0	0
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(22.788)	0	0
3.11	IR Diferido	0	0	0
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	38.528	0	0
3.14	Participações Minoritárias	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	102.932	0	0
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,61242	0,00000	0,00000

08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2001 a 31/12/2001	4 - 01/01/2000 a 31/12/2000	5 - 01/01/1999 a 31/12/1999
4.01	Origens	358.538	0	0
4.01.01	Das Operações	138.157	0	0
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	102.932	0	0
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	35.225	0	0
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	27.888	0	0
4.01.01.02.02	Variações mon. e juros de LP, líquidos	(9.833)	0	0
4.01.01.02.04	Baixa de imobilizado e outros	1.065	0	0
4.01.01.02.07	IR e CS diferidos ativos	6.009	0	0
4.01.01.02.09	Provisão para perdas - investimentos	0	0	0
4.01.01.02.11	Amortização do ágio incorporado	10.096	0	0
4.01.02	Dos Acionistas	76.553	0	0
4.01.02.02	Reversão de dividendos declarados	0	0	0
4.01.02.03	Adiantamento para futuro aum. de capital	360	0	0
4.01.02.04	Integralização de capital	76.193	0	0
4.01.02.06	Reserva especial de ágio	0	0	0
4.01.02.07	Prêmio na emisão de debêntures	0	0	0
4.01.03	De Terceiros	143.828	0	0

08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2001 a 31/12/2001	4 - 01/01/2000 a 31/12/2000	5 - 01/01/1999 a 31/12/1999
4.01.03.01	Contribuições e doações do consumidor	4.047	0	0
4.01.03.02	Empréstimos e financiamentos a LP	112.336	0	0
4.01.03.03	Outros ativos	14.889	0	0
4.01.03.04	Créditos a receber	12.556	0	0
4.01.03.05	Debêntures	0	0	0
4.02	Aplicações	427.992	0	0
4.02.01	Adições ao realizável a longo prazo	120.769	0	0
4.02.02	Aquisição de investimentos	52.596	0	0
4.02.03	Aquisição de imobilizado	116.109	0	0
4.02.04	Adição ao diferido	11.109	0	0
4.02.05	Exigível a LP transferido p/ circulante	64.292	0	0
4.02.06	Ajuste de exercícios anteriores	3	0	0
4.02.07	Dividendos e juros s/ capital próprio	38.528	0	0
4.02.08	Transf. do circulante p/ realizável a LP	24.586	0	0
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(69.454)	0	0
4.04	Variação do Ativo Circulante	71.286	0	0
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	232.801	0	0
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	304.087	0	0
4.05	Variação do Passivo Circulante	142.159	0	0
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	213.559	0	0
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	355.718	0	0

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

Aos
Diretores e Acionistas da
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN

1. Examinamos os balanços patrimoniais da **Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN**, levantados em 31 de dezembro de 2001 e 2000, e o balanço patrimonial consolidado da **Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN e empresa controlada**, levantado em 31 de dezembro de 2001, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos, correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis. O exame das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2001, da controlada Termoaçú S.A., em fase pré operacional, foi conduzido por outros auditores independentes. Nosso parecer, no que se refere ao valor desse investimento em 31 de dezembro de 2001, no montante de R$ 52.596, assim como ativos e passivos e notas explicativas dessa controlada, está baseado exclusivamente no parecer desses auditores independentes.

2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e o sistema contábil e de controles internos da Companhia; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administrações da Companhias, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN**, em 31 de dezembro de 2001 e 2000, bem como a posição patrimonial e financeira consolidada da **Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN e empresa controlada**, em 31 de dezembro de 2001, e os respectivos resultados de suas operações, mutações de seu patrimônio líquido e origens e aplicações de seus recursos, referentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária brasileira.

4. Conforme descrito na Nota Explicativa n° 7 e 10, as demonstrações contábeis da **Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN**, em 31 de dezembro de 2001, contemplam valores a receber resultantes do excedente de energia elétrica disponibilizada para o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE**,** da recomposição do equilíbrio econômico/financeiro decorrente das perdas de faturamento em virtude do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (racionamento), e contas a receber oriundos da recomposição tarifária derivada das variações de custos de valores não gerenciáveis – Parcela A (CVA). Adicionalmente, reconheceu ativos e passivos decorrentes da comercialização de energia livre. Todos os valores representam as melhores estimativas da Companhia, com base na Medida Provisória n° 14, na Resolução n° 90 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, na Resolução n° 91 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica e nas informações disponibilizadas pela Administradora de Serviços do MAE – ASMAE. A realização destes valores depende da aprovação da Medida Provisória pelo Congresso Nacional, da homologação por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e da liberação dos números finais do MAE para permitir a liquidação financeira.

Salvador (BA), 15 de março de 2002

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.C.
CRC - 2SP 015.199/O-6-S-BA

Aurivaldo Coimbra de Oliveira
Contador CRC - 1PE 009.428/S-O-BA

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,

Em nome do Conselho de Administração da COSERN, tenho a satisfação de apresentar-lhes o Relatório Anual da Empresa, referente ao exercício de 2001. Este, sem dúvida alguma, um ano que ficará marcado pelo Racionamento de Energia Elétrica instalado no Brasil, a partir de maio de 2001.

Entretanto, apesar dos impactos significativos no desempenho projetado para a Empresa neste ano, a COSERN não se desmotivou perante este cenário que atingiu toda a sociedade brasileira, muito especialmente o Setor Elétrico, e sim envidou esforços para continuar cumprindo com o compromisso de fornecer energia de qualidade e segurança aos seus 745 mil clientes. Foram R$ 53 milhões investidos na infra-estrutura do sistema elétrico e em tecnologia. Hoje, a COSERN conta com a totalidade das suas 47 subestações, automatizadas e telecomandadas a partir do COI (Centro de Operação e Informação). Em 2001, a COSERN atingiu excelentes índices de produtividade e de qualidade técnica e comercial, situando-a entre as primeiras distribuidoras do Brasil.

Continuou dispensando especial atenção às ações voltadas para a Responsabilidade Social, consciente de que uma Empresa não só comercializa seu produto, mas interage com a sociedade na qual está inserida.

Consciente da importância a ser dada às relações entre a Empresa e os empregados e reconhecendo neles o seu grande patrimônio, foi firmado, em dezembro de 2001, o Acordo Coletivo de Trabalho entre a COSERN e o Sindicato dos Trabalhadores na Indústria Energética e Empresas Prestadoras de Serviço do Setor Elétrico e Similares do Estado do Rio Grande do Norte - SINTERN, correspondente ao período de 2001 a 2003. No ano em que a COSERN comemora seus 40 anos, foi reconhecidamente premiada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica como “A Melhor Distribuidora de Energia Elétrica da Região Nordeste e Melhor Gestão Econômico-financeira do Brasil”. Foi também premiada pela Revista Eletricidade Moderna como “Maior Evolução de Desempenho do Nordeste” e considerada pelo Instituto Miguel Calmon, a “Melhor Concessionária Pública do Nordeste".

Estes reconhecimentos nos fazem acreditar que continuando a investir no talento de nossa equipe, cuja competência e comprometimento vem se tornando nosso principal diferencial competitivo, contando com o essencial apoio e estímulo dos acionistas, clientes, fornecedores e parceiros, a COSERN pode avançar ainda mais na busca da excelência.

Indicadores Empresariais da COSERN

	2001	2000	1999
Receita Operacional Bruta (R$ mil)	564.090	448.916	338.938
Receita Operacional Líquida (R$ mil)	475.270	361.135	262.951
Lucro Líquido (R$ mil)	102.932	70.840	30.476
LAJIDA* (EBITDA) (R$ mil)**	170.489	140.733	76.707
Lucro Líquido por Ação (R$)	0,61	0,42	0,18
Valor Patrimonial por Ação (R$)	2,80	2,41	1,09
Patrimônio Líquido (R$ mil)	470.053	405.652	182.940
Ativo Total (R$ mil)	1.062.168	797.752	505.969
Margem do EBITDA (%)	35,87	38,97	29,17
Margem Operacional (%)	30,15	32,60	22,25
Margem Líquida (%)	21,66	19,62	11,59
Nº de Consumidores	744.950	688.303	651.826
Nº de Consumidores por Empregado	1.205	1.153	1.051
Energia Vendida (GWh)	2.598	2.775	2.661
Vendas por Empregado (MWh)	4.204	4.639	4.292
Perdas de Energia (%) *	12,82	12,82	14,77
DEC (horas de interrupção)	10,85	14,28	23,84
FEC (nº de interrupções)	11,01	11,83	19,94

*** LAJIDA = Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização**
****EBITDA = Earmings before interest, tax, depreciation and amortion**

Um Ano de Realizações

No transcorrer de 2001, dois fatos afligiram profundamente o Setor Elétrico: a não consolidação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e a instituição do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, o racionamento.
A consolidação do MAE seria etapa fundamental no processo de reestruturação do Setor Elétrico Nacional, pois se constituiria no ambiente necessário para a realização das operações de compra e venda de energia elétrica pelos responsáveis pela sua geração, distribuição, comercialização e consumo, sendo o Governo um agente orientador e fiscalizador.
O Governo decretou no mês de maio, o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, com o objetivo de administrar a demanda, coordenar o aumento da oferta de energia e implementar as medidas de caráter emergencial necessárias, o que impôs uma série de medidas de Racionamento, que afetaram profundamente às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.
Neste contexto, a COSERN manteve-se atuante em todos os processos, interagindo com os demais Agentes do Setor Elétrico, Associações de Classe, Federação das Indústrias, autoridades públicas e a comunidade em geral, objetivando minimizar os impactos do Racionamento, participar da tomada de decisões em todos os fóruns e se adequar à conjuntura.
A COSERN sofreu os efeitos do Racionamento de Energia, sobretudo através da redução de sua arrecadação, que resultou 10,2% abaixo em relação à de 2000.
Apesar do contexto acima, a COSERN apresentou uma melhora no desempenho em todas as áreas, desempenho esse que foi também reconhecido externamente em 2001, na forma de importantes distinções, das quais cabe destacar: os Prêmios da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, considerando a COSERN a "Melhor Distribuidora da Região Nordeste" e "Melhor Gestão Econômico-Financeira do Brasil"; o Prêmio da Revista Eletricidade Moderna como "Maior Evolução do Desempenho do Nordeste" e o Prêmio concedido pelo Instituto Miguel Calmon de "Melhor Empresa de Concessão Pública da Região Nordeste".

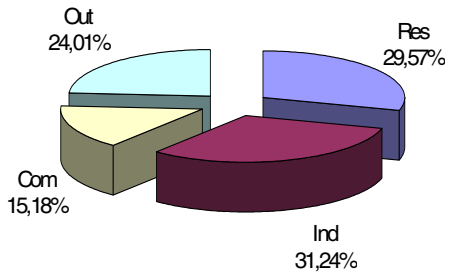
Gestão do Cliente

No ano de 2001, em virtude do Racionamento, a COSERN sofreu um grande desgaste junto aos seus clientes, desde residenciais até grandes indústrias. Na medida em que o governo, através da Câmara da Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, esclareceu e regulamentou o racionamento, o cliente foi percebendo qual era o papel da Empresa. O Racionamento incentivou não somente a comercialização, mas também a geração de energia elétrica por grandes e pequenos produtores, que impulsionou a assinatura dos primeiros Contratos de Uso e Conexão ao Sistema de Distribuição da COSERN, gerando receita e trazendo novas possibilidades de serviços a serem oferecidos pela Empresa.
Fruto de negociações entre Geradores, Distribuidores e o Governo Federal, objetivando atenuar a grave situação de caixa decorrente do Racionamento de Energia, bem como do Passivo Tarifário gerado pelo não repasse para as Tarifas de Fornecimento, das variações dos Custos não Gerenciáveis Parcela A, ocorridos entre os reajustes tarifários anuais, foi firmado um Acordo que possibilitou, em 27 de dezembro de 2001, um segundo reajuste para cobrir as Perdas de Receita decorrentes do Racionamento , com reflexo médio de 5,74%.

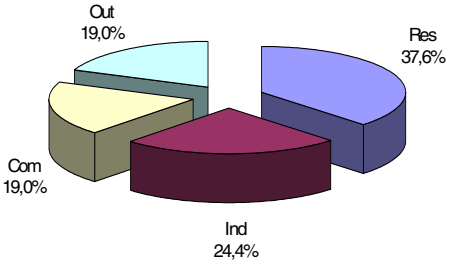
Evolução do Número de Clientes

Em dezembro de 2001, o número de clientes alcançou um total de 744.950, apresentando um crescimento de 8% em relação ao ano de 2000. No entanto, a energia consumida por estes clientes durante o exercício de 2001, sofreu uma redução de 6%, explicada principalmente pela adoção do Racionamento de Energia Elétrica.

Estrutura de Consumo



Estrutura da Receita



a) A campanha publicitária "Caixa de Medição" – Novo Padrão de Entrada - teve a sua segunda etapa realizada.
b) A campanha "Energia Extra", veiculada no período de 1º a 28 de fevereiro, através dos meios de comunicação, mostrando aos clientes várias formas de melhor utilização da energia elétrica.
c) A Empresa realizou uma campanha visando informar à população acerca das causas do Racionamento e da forma de melhor contribuir ao seu sucesso.
d) A COSERN divulgou, através de campanhas publicitárias, as premiações recebidas da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE que a considerou a "Melhor Distribuidora da Região Nordeste" e "Melhor Gestão Econômico-Financeira do Brasil", destacando que estas são resultantes de um trabalho realizado com profissionalismo e dedicação aos seus clientes.
e) A campanha de Perdas "Esse Gato é Gatuno", veiculada no período de 1º a 10 de outubro, através dos meios de comunicação do Estado, objetivou conscientizar à população sobre os riscos e a gravidade dos desvios de energia, além de incentivar as denúncias através do Teleatendimento.

Atendimento a Pequenos e Grandes Clientes

Com o advento da crise de energia elétrica e o estabelecimento do Plano de Racionamento, houve a necessidade de se reforçar as agências em função do aumento da demanda dos clientes, tendo-se efetuado a contratação provisória de novos atendentes. Igual necessidade verificou-se no Teleatendimento, onde a quantidade de ligações cresceu cerca de 50%.
A partir de agosto foi implantada a sistemática desenvolvida pela ANEEL para gestão das reclamações formuladas pelos clientes ao Regulador, integrada via Internet com esse órgão e com a Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte - ARSEP.
Objetivando a execução do programa de fidelização de clientes para 2002, em que a Empresa passará a ter junto aos seus maiores clientes uma postura de relacionamento e não só de atendimento, foi iniciada a reestruturação da área responsável por essa atividade.

Novos Serviços e Produtos

Como conseqüência do Racionamento , surgiram oportunidades para a COSERN oferecer alguns novos produtos e serviços aos seus clientes.
De um lado, a instituição dos Certificados de Direito de Uso de Redução de Meta, forma em que os grandes consumidores podiam transacionar excedentes de redução de metas, precipitou um ambiente de livre comercialização entre consumidores. O sinal de preço alto no mercado de curto prazo de energia serviu de estímulo para a implantação de projetos de geração de energia elétrica por grandes e pequenos produtores, motivando a assinatura dos primeiros Contratos de Uso e Conexão ao Sistema de Distribuição da COSERN, a exemplo dos contratos assinados com a Destilaria Baía Formosa e a Petrobrás para construção de Linhas de Alta Tensão e ampliação de Subestações.

Gestão do Sistema Elétrico

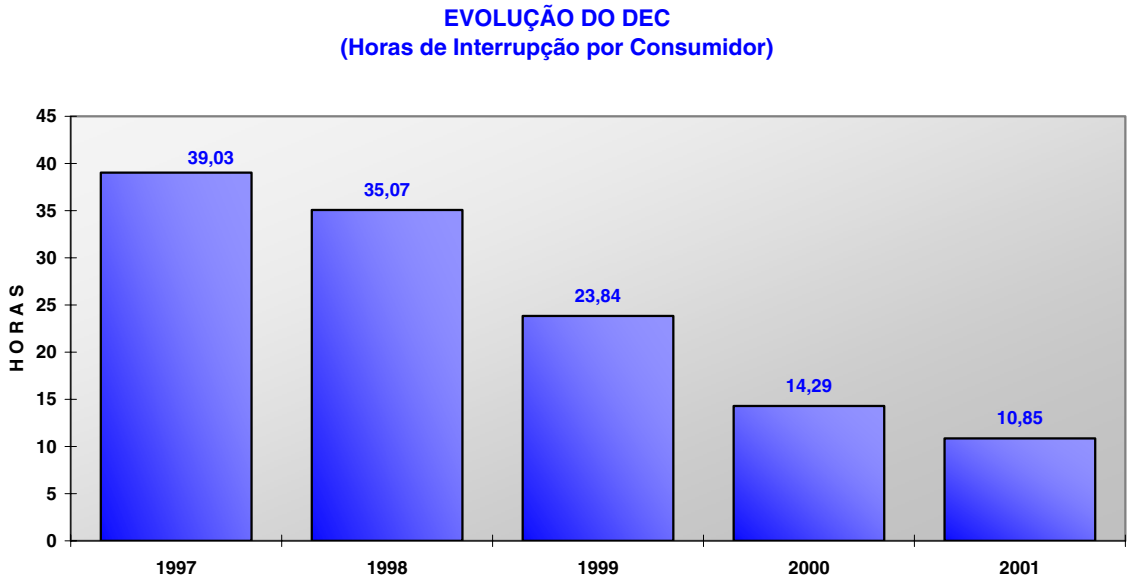
Os investimentos realizados em 2001 atingiram o montante de R$ 53,7 milhões, que foram voltados à melhoria da capacidade e da qualidade do fornecimento elétrico e dos serviços prestados aos clientes, contribuindo assim de forma importante para o desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Norte.
Foram investidos R$ 16,9 milhões no Sistema de Transmissão. O Programa de Distribuição atingiu um montante de R$ 32 milhões. Em Instalações Gerais foram investidos R$ 4,8 milhões. Cabe destacar os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento do Ciclo 2000/2001, financiados com 1% da Receita Operacional Líquida que a Empresa deve destinar anualmente a projetos de eficiência energética e P&D.

Programas de Eletrificação

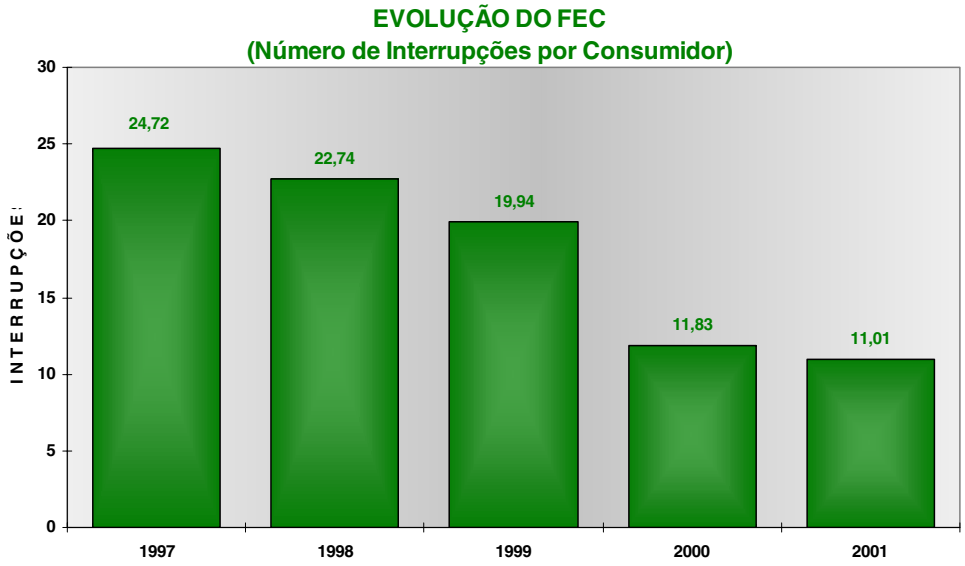
Em 2001, a COSERN realizou obras de eletrificação rural e urbana no montante de R$ 9,8 milhões que contaram com participação financeira do Governo do Estado, Municípios e clientes.
Na eletrificação rural merece destaque o Programa Luz no Campo, iniciado em agosto de 2001. Esse programa, com orçamento total de R$ 20,3 milhões, tem como metas físicas: o atendimento a 9.000 domicílios ou propriedades rurais, beneficiando 40.500 habitantes; a construção de 1.770 km de redes de média e baixa tensão; a instalação de 1.400 transformadores de distribuição, representando um acréscimo de 21,9 MVA de potência no sistema COSERN, até o final de 2003. Em dezembro de 2001, o índice de realização desse programa alcançou a marca de 20,5%.

Qualidade do Fornecimento

Em 2001, a Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor - DEC do Rio Grande do Norte com 10,85 horas de interrupção teve o quinto melhor desempenho dentre todos os Estados da Federação. Com relação ao ano de 2000, o DEC teve uma redução de 24,02%.



Já a Freqüência Equivalente de Interrupção por Consumidor – FEC do Rio Grande do Norte, com 11,01 interrupções foi o sexto melhor do Brasil. A redução com relação ao ano 2000 foi de 6,93%.



Não sendo co
norte e nordeste, durante o Racionamento, a COSERN teria registrado um DEC de 10,51 horas de interrupção e o FEC seria de 9,40 interrupções.

O Tempo Médio de Atendimento a Avarias (TMA), atingiu em 2001 o valor de 76,5 minutos, com uma redução de 16,58% em relação a 2000.

Automação e Telecomunicação

A COSERN realizou em 2001 significativos investimentos em Sistemas de Automação, Controle e Proteção. Esses investimentos objetivaram tornar o seu sistema elétrico mais moderno e eficiente, possibilitando a melhoria na qualidade da energia elétrica fornecida a seus clientes, com a significativa redução dos Índices Operacionais DEC, FEC, TMA, Número de Reclamações e, em decorrência, um melhor resultado no Índice de Satisfação dos Clientes.

Em 2001, a Empresa dedicou um esforço importante à expansão e melhoramento dos seus sistemas de comunicações, essenciais para a qualidade do fornecimento de energia e atendimento aos clientes.
As principais realizações foram:

a) melhoramento das comunicações dos Postos de Atendimento, com a instalação de três estações repetidoras, que melhoraram a cobertura de sinal, tanto para voz como para telecontrole;
b) a instalação de sistema de telecomunicação para possibilitar a implantação do Centro de Supervisão de Proteções da COSERN permitindo o acesso remoto, desde Neópolis (Natal), aos sistemas de proteção das subestações;
c) a instalação e colocação em operação de rádios digitais próprios em oito escritórios; e
d) d) a dotação de modernos equipamentos que permitiram a ampliação da central telefônica do Edifício Sede e a ativação da Unidade de Resposta Audível URA no Teleatendimento.

Modernização da Operação

A COSERN tem realizado a cada ano, várias ações para a modernização do seu sistema elétrico, utilizando o que há de mais moderno em tecnologia, tornando assim mais eficaz e eficiente a operação desse sistema.
Nesta linha de atuação, todos os sistemas de automação, proteção, telecomunicações, equipamentos de disjunção, dentre outros, foram instalados com tecnologia de ponta.
Em 2001, dentre as várias ações realizadas pela COSERN para a modernização da operação do sistema elétrico, destacam-se: a instalação de Roteadores (Terminais Servers) no Centro de Operação e Informação - COI, para a otimização das comunicações entre o Sistema Aberto de Gerenciamento da Energia - SAGE, Subestações e Rede Automatizada da Distribuição; a já citada instalação do Centro de Supervisão das Proteções em Neópolis; a aquisição e instalação de 6 relés digitais com a função associada de localização de faltas, em 6 saídas de linhas de 69 KV; a configuração do SAGE em computadores portáteis para otimizar os ensaios de telecontrole em campo; a implantação do programa de visitas dos operadores e coordenadores do COI aos Postos de Atendimento, visando a melhoria do relacionamento entre estes e as equipes de manutenção; e a implantação da Instrução de Procedimentos para atuação do COI nas ocorrências com atuação do Relé de bloqueio dos transformadores de potência.

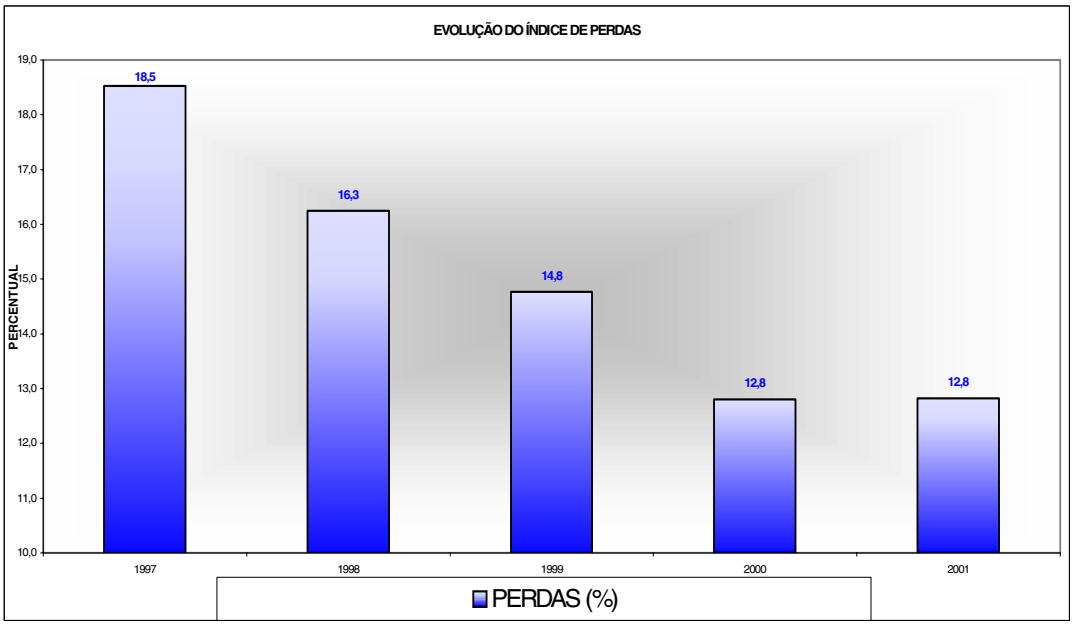
Uso Eficiente da Energia

Em 2001, a COSERN deu continuidade ao seu programa de eficientização da iluminação pública dos municípios do Estado. Foram executados projetos em 20 municípios, totalizando 13.191 lâmpadas substituídas por outras eficientes. Este montante de pontos eficientizados, importou um investimento de mais de 1,5 milhões de Reais, promoveu uma redução de demanda na ponta do sistema COSERN de 830 kW e uma economia anual de energia para as prefeituras e conseqüente redução de suas faturas, da ordem de 3.600 MWh. Essa economia facilitará o pagamento das contas, contribuindo para a redução da inadimplência.
Outro projeto que mereceu destaque em 2001 foi o Piloto de Tarifa Amarela em consumidores de baixa tensão. Esta nova modalidade tarifária possibilitará que o consumidor administre seu consumo, principalmente no horário de ponta, de forma a obter redução de até 26% na conta de energia. Em 2001 foi iniciada a implantação do projeto piloto em 200 consumidores, situados nos bairros de Ponta Negra e Candelária e nas praias do Litoral Sul de Natal. A COSERN finalizou o ano de 2001 com 150 medidores já instalados e iniciará o faturamento na nova tarifa em Abril/2002.
A doação de lâmpadas econômicas está inserida no Projeto Residencial do Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica, aprovado pela ANEEL. No ano de 2001 o Projeto teve início no mês de setembro e conclusão em dezembro.
Foram distribuídas 38.900 lâmpadas fluorescentes compactas de 16w.
O Projeto de Doação de Lâmpadas Econômicas é dirigido às comunidades de baixa renda e clientes residenciais com consumo de até 100 kWh. Foram distribuídas também 31 mil cartilhas sobre economia de energia entre os participantes do Projeto, em 27 municípios do Rio Grande do Norte.
O objetivo do Projeto é disseminar a tecnologia mais moderna de iluminação residencial, educando a população para economizar energia elétrica, adequando o valor da conta à capacidade de pagamento.
A Empresa executou projetos com ações nas escolas, comunidades, empresas e condomínios residenciais com o objetivo de informar e educar acerca de como evitar o desperdício de energia.
Nas escolas, a COSERN além de sensibilizar os alunos, atingiu os seus familiares. Foram atendidas 90 escolas, com um total de aproximadamente 12 mil alunos. O trabalho foi realizado com orientações aos alunos das escolas estaduais, municipais e particulares do Estado quanto ao uso racional, riscos da energia elétrica e da distribuição de vasto material de divulgação

cartilhas, folders. Ao final do ano, em cada série, um aluno foi premiado com uma bicicleta, pelo melhor texto redigido sobre o tema. Durante os treinamentos, atores interagiram com as crianças dinamizando os encontros.
Nas comunidades, o projeto atingiu 30 municípios do Rio Grande do Norte, contando com 10.430 participantes, orientando-os a respeito dos assuntos já citados, além de proporcionar uma maior interação da Empresa com os clientes.
A COSERN intensificou o projeto nas empresas, apresentando aos empregados ações acerca do uso adequado e os cuidados com a energia elétrica, serviços e projetos da COSERN. Durante o ano houve uma forte demanda das empresas, no que se refere à solicitação desses treinamentos.

Programa de Redução de Perdas

O Índice de Perdas em 2001 foi de 12,82%, correspondente a uma perda de energia de 382.190 MWh. A meta prevista para o índice de Perdas era de 12,4%, que correspondia a uma perda de 422.687 MWh. Portanto, verificou-se uma diminuição de 40.497 MWh em relação ao valor de perda prevista para 2001. Esta redução representou uma economia para a Empresa, na compra de energia elétrica, no valor de R$ 1,7 milhões. Em relação ao ano 2000, a redução na energia perdida em 2001 foi de 25.655 MWh (6,3%).
O Índice de Perdas só não foi menor devido ao Racionamento de Energia Elétrica implantado a partir de maio/2001, que provocou uma diminuição de 6,4% na energia vendida em 2001, em relação ao ano 2000, e de 14,0% em relação ao valor previsto. Isto explica o motivo do Índice de Perdas ter sido superior à meta, mesmo o valor das Perdas, em MWh, sido menor do que o previsto no objetivo. Estima-se que, expurgado o efeito do Racionamento, o índice atingiria um valor abaixo da meta de 12,4%.
Através dos planos de inspeção e fiscalização das Unidades Consumidoras, em 2001 foram recuperados 7.783 MWh, equivalentes a R$ 1,6 milhões. Este valor representa um acréscimo de 1.116 MWh (16,7%) em relação ao ano 2000.
Dentre as ações realizadas neste ano visando a redução das Perdas, destaca-se: a inspeção em 1.457 (77,2%) clientes do grupo A; a Inspeção em 74.436 (9,7%) clientes do grupo B; regularização de 5.068 ligações clandestinas em áreas de gambiarras; redução do número de leituras estimadas, terminando o ano com um índice de 4,8%; ampliação e reforço do sistema elétrico, visando a redução das Perdas Técnicas; e a implantação do sistema SCI, que permite a geração e o acompanhamento das campanhas de inspeção nas Unidades Consumidoras.



Gestão Corporativa Recursos Humanos

A COSERN contou, em 31 de dezembro de 2001, com 618 empregados, sendo 11,48% gerentes e gestores, 36,26% administrativos e 52,26% operativos, com um acréscimo de 21 empregados em relação ao número registrado em 31 de dezembro de 2000.

Deu-se continuidade à formação do corpo gerencial com a realização do Curso de Qualidade da Comunicação e Negociação.
Com relação aos aspectos da segurança e saúde dos empregados, a COSERN vem atuando na conscientização, treinamento e nas ações preventivas para reduzir as taxas de freqüência e gravidade que em dezembro de 2001 situaram-se em: TF= 5,84 acidentes com afastamento por milhão de horas trabalhadas e TG= 169 dias de afastamento por milhão de horas trabalhadas.
Foi celebrado o Acordo Coletivo com o Sindicato da Categoria, SINTERN, para o período de novembro de 2001 a outubro de 2003, com um reajuste salarial de 8,16%, com o objetivo de regulamentar as condições de trabalho e manter um clima laboral que estimule os colaboradores a desenvolverem com eficiência as suas atividades, representando cada vez mais um amadurecimento da relação empresa-empregado.
Com relação à Responsabilidade Social, dentre outras ações destacam-se: a contratação de 13 portadores de deficiência na condição de empregado, tendo os mesmos recebido o treinamento e a capacitação necessários para trabalharem no atendimento aos clientes da Empresa; e o programa desenvolvido com 32 menores estagiários, visando a sua aprendizagem.

Meio Ambiente

A COSERN tem como um de seus princípios o respeito ao meio ambiente e uma preocupação constante com a sua preservação. Através de investimentos pesados na melhoria e adaptação do sistema elétrico, a COSERN desenvolveu uma série de ações que visam essas melhorias e preservação, dentre as quais destacam-se: a mudança do padrão de construção de redes aéreas de baixa e média tensão, que passaram a ser construídas com cabos cobertos proporcionando uma melhor convivência com as árvores e uma diminuição da necessidade de podas, como também uma maior segurança para as pessoas; substituição de 45 km de rede de distribuição com cabo nu por cabo isolado, nas áreas densamente arborizadas; a mudança do padrão de construção de linhas de transmissão, com a redução da largura da faixa de servidão das linhas de 69 kV de 30 metros para 15 metros, proporcionando uma diminuição significativa no desmatamento e corte de árvores; e a obtenção de todas as licenças ambientais para a instalação e operação das novas linhas e subestações.
Consciente que o treinamento é fundamental para que cada funcionário possa conhecer e seguir as normas ambientais, saber como o trabalho interfere no meio ambiente e como evitar a sua degradação, a Companhia desenvolveu e implantou um programa de treinamento dirigido a 50 profissionais que trabalham diretamente na atividade de poda de árvores, sendo 35 empregados de empreiteira e 15 da COSERN.
Além dos investimentos e treinamentos realizados, a COSERN participa do Comitê Técnico para Estudos Sócio-Ambientais CTSA, subordinado ao Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, que proporciona um valoroso intercâmbio sobre a legislação e a preservação ambiental.

Inovações Tecnológicas

No intuito de atingir um estágio de excelência na qualidade da energia elétrica fornecida, a COSERN tem realizado ações significativas para uma plena inovação tecnológica no seu parque elétrico. Dentre estas ações, são destaques:
. Instalação de um enlace próprio de fibra óptica, com extensão de 11,7 km entre Neópolis, a SE Centro e o Edifício Sede da COSERN para a melhoria da rede corporativa da Empresa. Aquisição e instalação de medidores de qualidade de energia (Qualímetros) nos barramentos de 13,8 kV das subestações de Igapó e Natal I;
, Mudança de Plataforma do Sistema Aberto de Gerenciamento da Energia - SAGE para modelo EMS, o qual permitirá a implantação de ferramentas para análise de rede;
Ação na área de inovação tecnológica, a exemplo de anos anteriores, foram os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento no setor elétrico realizados pela COSERN. Apenas em 2001, foram iniciados 05 novos projetos de P&D.
O Sistema de Gestão da Rede de Distribuição - GEOREDE é um Sistema de Informações Geográficas destinado a oferecer todos os dados necessários ao gerenciamento de um sistema de distribuição de energia elétrica, visando a otimização do planejamento, do controle, da operação e da manutenção. O GEOREDE é composto por uma família de aplicativos e é baseado em modernos conceitos de software, reunindo as facilidades de GIS e CAD, que resultam na tecnologia de geo-engenharia.
Em 2001 foi dado andamento ao cadastro da rede de distribuição e concluído o cadastro da ligação dos clientes, sendo registrados mais de 100.000 postes e aproximadamente 300.000 clientes.

Sistemas de Gestão e Direção

As ações empreendidas pela COSERN estão vinculadas ao seu PROJETO DE EMPRESA, o qual reúne as suas diretrizes fundamentais, com o objetivo de alcançar os mais altos padrões de eficiência, eficácia empresarial e integração social.
O sistema de gestão empreendido pelos seus diretivos é fortalecido pela prática da administração por objetivos, como ferramenta gerencial na definição do planejamento estratégico e operacional da Empresa, bem como na concepção dos objetivos corporativos, sendo o envolvimento e participação dos empregados conduzido pelos seus líderes, responsáveis pelo atendimento dos resultados.
A capacitação dos gerentes nas áreas Comportamental e de Habilidades Gerenciais foi intensamente trabalhada nestes últimos anos.

Serviços Compartilhados

Em outubro de 2001, foi consolidado e celebrado entre as três distribuidoras, COSERN, COELBA e CELPE, as quais têm em comum o acionista Guaraniana S.A., contrato do consórcio denominado Guaraniana Serviços Compartilhados, buscando otimizar os processos e' reduzir os gastos operacionais nas áreas de Engenharia Básica e Normalização, Suprimentos, Marketing, Sistemas de Informação, Riscos e Seguros e Regulação e Tarifas, denominadas "Funções Compartilhadas".

Desempenho Econômico-Financeiro

Novos Financiamentos

Em decorrência da queda da arrecadação devida ao Racionamento, a COSERN aumentou seu endividamento oneroso através da contratação de novas operações de financiamento em modalidades e prazos diversos. Dentre essas operações, destaca-se a primeira captação na modalidade de pré-pagamento de exportações, através da qual a COSERN captou US$ 20 milhões no mês de novembro de 2001, com vencimento total em setembro de 2004.

Resultado do Exercício

A COSERN encerrou o exercício social de 2001 com lucro líquido de R$ 102,9 milhões, 45,29 % superior ao registrado em 2000. O EBITDA alcançou R$ 170,49 milhões e a receita operacional líquida foi de R$ 475,3 milhões, consolidando uma margem de 35,87%.
A rentabilidade do patrimônio líquido foi de 25,37%, com um lucro por ação de R$ 0,612, o maior desde a privatização da empresa.

Destinação do Lucro

O Conselho de Administração da COSERN, em reunião ocorrida em 31 de dezembro de 2001, deliberou o pagamento de juros sobre capital próprio referentes ao exercício de 2001, no total de R$ 38.528.550,65, equivalente ao montante bruto de R$ 0,2292356 por ação. O pagamento deliberado foi considerado para fins de cálculo do dividendo obrigatório referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2001, representando, no seu montante líquido, a distribuição aos acionistas de 33,49% do lucro líquido ajustado.
A Administração da Companhia está encaminhando ainda a proposta de destinação de R$ 59.257.030,92 à conta de reserva de retenção de lucros, mediante aprovação de orçamento de capital nos termos do artigo 196 da Lei de Sociedades Anônimas.

Termoaçu

Em reunião do Conselho de Administração da COSERN, realizada em 06 de junho de 2001, foi aprovada a participação da COSERN como acionista controlador da Termoaçu S.A., com a participação de 70% do capital total, em uma sociedade com a PETROBRÁS, que participará com os 30% restantes.
A Termoaçu, autorizada pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante Resolução nº 261, de 9 de julho de 2001, implantará uma usina termelétrica de co-geração a gás natural com capacidade inicial de geração de 325 MW de potência bruta e 605 ton/hr de vapor. A Termoaçu contratará a venda de energia com a COSERN, com a Companhia de Eletricidade da Bahia -COELBA e com a PETROBRÁS. A usina estará localizada no Município de Alto do Rodrigues, Rio Grande do Norte, a 234 km de Natal, próxima aos poços de extração de óleo de Estreito e Alto do Rodrigues, pertencentes à PETROBRÁS que consumirá o vapor produzido na usina.
A UTE Termoaçu encontra-se incluída no Programa Prioritário de Termeletricidade do Ministério de Minas e Energia.

Até 30 de dezembro de 2001, a COSERN integralizou aumento de capital na TERMOAÇU, no montante de R$ 52.596 mil, correspondentes a 70% das necessidades de recursos do projeto até aquela data, cabendo os 30% restantes ao sócio PETROBRAS, como forma de cumprir o cronograma previsto para construção da usina.

A Cosern e a Sociedade

Contribuição Social

A COSERN contratou na condição de empregado, 13 portadores de deficiência, os quais foram treinados e capacitados pela empresa para trabalharem no atendimento à clientes. Continuou o programa de formação de menores com 32 estagiários, com temas que envolviam: higiene e saúde do corpo, prevenção contra doenças e gravidez na adolescência, doenças de transmissão sexual, treinamento técnico de arquivo e documentação, informática e atendimento ao cliente.

No Ano Internacional do Voluntariado, a COSERN, consciente do seu papel de co-responsável social, realizou palestras dirigidas aos seus empregados sobre voluntariado e conceitos básicos sobre voluntariado empresarial. Participou ainda de diversos eventos, dentre os quais destacam-se: a "Caminhada Natal Sem Exclusão", realizada com o objetivo de integrar as pessoas portadoras de deficiência e do mutirão com mais de mil voluntários para limpeza da Praia de Ponta Negra, numa ação educativa para conservação ambiental.

Patrocínios Culturais

O ano de 2001 iniciou com a criação do Núcleo de Dança e Bordado Reviver, dirigido a crianças, jovens e idosos do distrito de Massaranduba, no Município de São Gonçalo do Amarante. É um projeto voltado para ensinar ballet clássico e danças populares para crianças e jovens carentes na faixa etária de 5 a 21 anos. O objetivo é formá-los num período de seis anos para ingressarem no mercado de trabalho como dançarinos.
A COSERN patrocinou a gravação do CD Tempo de Criança, do palhaço Sorriso. O objetivo foi dar continuidade ao trabalho de educação social, ensinando como economizar energia, levando alegria e entretenimento para todos. Outro patrocínio da COSERN, realizado no mês de novembro de 2001, foi o CD Lanterna do Futuro, da cantora potiguar Valéria Oliveira, o segundo de sua carreira.
Em agosto de 2001, foi montada a Exposição Herbarium, um ensaio fotográfico de Ricardo Junqueira, resultado de uma pesquisa iniciada há 12 anos.
Em julho de 2001 foi criado o Circo da Luz, com a o proposta de levar espetáculos teatrais, shows artístico-musicais, folclore, cinema e exposições de artes plásticas a 48 cidades do interior do Estado. O Circo também promove debates e palestras sobre arte, cultura e educação contando com apresentações de grupos teatrais, musicais e folclóricos existentes nas próprias cidades visitadas, oferecendo ainda para os grupos locais, oficinas de arte, apoio técnico e artístico.
A COSERN foi uma das empresas patrocinadoras da exposição individual do artista plástico Gustavo da Linã, realizada na galeria Conviv'art, no Centro de Convivência da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, no período de 31 de outubro a 16 de novembro.
A COSERN patrocinou pelo segundo ano consecutivo, um espetáculo musical com a cantora e atriz Bibi Ferreira, desta vez o espetáculo foi "Bibi Vive Amália", no II Concerto COSERN de Natal, realizado no mês de dezembro no Teatro Alberto Maranhão e no anfiteatro do Campus da Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Em 2001, a COSERN completou 40 anos e durante o mês de dezembro, diversos eventos marcaram os festejos alusivos a essa data. A Empresa marcou sua presença na maior festa popular religiosa do município de Mossoró promovendo a realização do espetáculo teatral "Oratório de Santa Luzia".
A "I Mostra COSERN de Artes Plásticas", realizada no período de 20 a 31 de dezembro, no Centro de Convivência do Campus da Universidade Federal do Rio Grande do Norte reuniu onze artistas plásticos. Cada um dos participantes expôs três obras de sua autoria e o patrocínio consistiu na compra, pela Empresa, de uma obra de cada um dos artistas.
O COSERN Cultural foi uma programação oferecida aos empregados, familiares, amigos e convidados, com shows realizados durante três dias na Casa da Ribeira onde se apresentaram os artistas Valéria Oliveira, Banda Mad Dogs Blues e o grupo teatral Clowns de Shakespeare.
O livro Caminhos da Arte Rio Grande do Norte, outro patrocínio cultural da COSERN, reuniu obras de arte de vários municípios potiguares. O projeto foi realizado pela Empresa House Bureau de Cultura. O livro é um documento raro do trabalho dos grandes artistas e arquitetos do Estado e registra o melhor do acervo artístico do RN. A maior parte dos eventos citados foi patrocinada dentro das leis de incentivos à cultura Rouanet (federal) e Câmara Cascudo (estadual).

Patrocínios Esportivos

A Empresa vem incentivando o esporte, tanto para os empregados como para os seus familiares, através de patrocínios em jogos e campeonatos escolares, além de prestar apoio a atletas locais.
A equipe de voleibol feminino da COSERN, classificou-se em primeiro lugar nos XXII Jogos do SESI de 2001. Na segunda etapa do Nordeste, realizada em Recife, no período de 14 a 16 de dezembro, sagrou-se campeã. A terceira etapa, com participantes de todo o Brasil será realizada no ano 2002.
A COSERN foi premiada com a medalha de prata em atletismo na prova de salto em distância e ficou em quinto lugar em salto em altura nos Jogos Regionais do Nordeste, realizados em Fortaleza no período de 23 a 25 de novembro. No tênis de mesa a COSERN foi campeã, classificado-se em primeiro lugar.
Ainda em comemoração aos festejos dos 40 anos da COSERN, foi realizado o 1º campeonato interno de futebol com a participação de 150 jogadores.

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

1. Contexto operacional

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

A controlada Termuaçu S.A. tem por objetivo a co-geração de energia elétrica e produção de vapor, encontra-se em fase pré-operacional com início das operações previstas para o final de 2003.

2. Das concessões

A COSERN detém concessão válida até 31 de dezembro de 2027, para exploração do Serviço Público de Energia Elétrica no território do Estado do Rio Grande do Norte, compreendendo distribuição de energia elétrica em 168 municípios, de acordo com a Portaria DNAEE nº 472, de 13 de novembro de 1997. A Concessionária não atende nenhum consumidor livre no Estado.

3. Apresentação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e instruções da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, consoantes as práticas contábeis descritas na Nota explicativa nº 4. Tais disposições não contemplam os efeitos da inflação, tendo em vista o que dispõe a Lei nº 9.249/95, a qual, dentre outras determinações, eliminou a adoção de qualquer sistema de correção monetária de balanço para fins fiscais e societários a partir do exercício social de 1996.

3. Apresentação das demonstrações contábeis - continuação

Algumas informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 91/2002 – SFF/ANEEL de 14 de fevereiro de 2002 e Ofício Circular/CVM/SNC nº 01/2002 de 14 de janeiro de 2002. Dentre outras, estas instruções incentivam a aplicabilidade das normas contidas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica – MCSPEE, no encerramento do exercício 2001.

A partir do exercício de 2001, para fins da apresentação das demonstrações contábeis, as Obrigações Vinculadas à Concessão e os Bens Destinados à Alienação, que eram apresentadas no passivo, foram classificadas como redutoras do Ativo Imobilizado e Ativo Realizável a Longo Prazo, respectivamente. As demonstrações contábeis do exercício de 2000, foram reclassificadas para fins de comparabilidade.

4. Principais práticas contábeis

a) Aplicações no mercado aberto e títulos e valores mobiliários

Estão demonstradas ao custo, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até a data das demonstrações contábeis.

b) Consumidores, concessionárias e permissionárias

Engloba o fornecimento de energia faturada e não faturada até 31 de dezembro, contabilizado com base no regime de competência.

c) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Está reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as perdas na realização das contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias.

d) Estoques

Os materiais em estoques, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização.

e) Investimentos

A participação societária permanente em controlada é avaliada pelo método da equivalência patrimonial e os demais investimentos são avaliados pelo custo de aquisição que não excedem ao seu valor de mercado.

f) Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção, corrigido monetariamente até 31 de dezembro de 1995, deduzido da depreciação acumulada.

A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro – UC, conforme determina a Resolução ANEEL 015 de 24 de dezembro de 1997 e a Portaria DNAEE nº 815 de 30 de novembro de 1994, às taxas anuais constantes da tabela anexa à Resolução ANEEL nº 02 de 24 de dezembro de 1997 e nº 44 de 17 de março de 1999, constantes na nota explicativa nº 15.

Em função do disposto na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, os juros, variações monetárias e encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo. O mesmo procedimento foi adotado para os juros sobre o capital próprio (quando aplicável) que financiou as obras em andamento, calculados com base na variação da taxa de juros de longo prazo – TJLP, até o limite de 10% ao ano, capitalizados aos bens em formação, a crédito do patrimônio líquido até 31 de dezembro de 2000. A partir de 1º de janeiro de 2001, foi descontinuado o procedimento referente ao cálculo e à contabilização dos juros sobre o capital próprio aplicado em obras em andamento.

g) Imposto de renda e contribuição social diferidos

É calculado com base nas alíquotas efetivas de imposto de renda e contribuição social e reconhecido o diferimento em função das diferenças intertemporais.

h) Plano de complementação de aposentadoria e pensão

Os custos associados ao plano de aposentadoria e pensão junto a Fundação patrocinada pela Companhia, são reconhecidos à medida que as contribuições são incorridas.

i) Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

Registradas como obrigações especiais no exigível a longo prazo, em contrapartida do ativo imobilizado, referem-se aos recursos de participação financeira dos consumidores e da União, e de doações e subvenções para investimentos, destinados à execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Para fins de apresentação das demonstrações contábeis, esses valores foram reclassificados para o ativo imobilizado.

j) Demais ativos circulante e realizável a longo prazo

Demais ativos são apresentados ao valor de realização ou, no caso das despesas pagas antecipadamente, ao custo, incluindo quando aplicável os rendimentos e as variações monetárias auferidas até a data do balanço.

k) Demais passivos circulante e exigível a longo prazo

Os demais passivos são apresentados por valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridas.

l) Apuração do resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência

5. Base de preparação das demonstrações contábeis consolidadas

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução n.º 247/96 da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incluem a Termoaçu S.A, com 68,6% de participação acionária, em fase pré-operacional. As normas estabelecidas requerem:

a) Eliminação dos saldos de quaisquer contas de ativos e passivos entre as empresas consolidadas.
b) Eliminação das participações no capital, reservas e lucros acumulados em empresas controladas.
c) Eliminação dos saldos de receitas e despesas, bem como de resultados não realizados decorrentes de negócios entre as empresas consolidadas.
d) Destaque do valor da participação dos acionistas minoritários nas demonstrações contábeis consolidadas.

O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2001 da Termoaçu S.A., está assim composto de forma condensada:

Balanço Patrimonial	**2001**
Ativo	
Circulante	**15.778**
Permanente	**72.539**
	88.317
Passivo	
Circulante	**11.391**
Exigível a longo prazo	**360**
Patrimônio líquido	**76.566**
	88.317

6. Aplicações no mercado aberto

				Controladora	
Agente financeiro	**Tipo de Aplicação**	**Vencimento**	**Remuneração**	**2001**	2000
Banco do Brasil	Fundo de renda fixa	Disponível diariamente	Variável	-	15.844

7. Consumidores, concessionárias e permissionárias

				Controladora		Consolidado
				2001	2000	**2001**
	Vincendas	Vencidas até 90 dias	Vencidas há mais de 90 dias	Total	Total	Total
Setor Privado					(Reclassificado)	
Residencial	**9.266**	**6.475**	**2.946**	**18.687**	21.481	**18.687**
Industrial	**6.582**	**3.167**	**3.754**	**13.503**	10.791	**13.503**
Comércio, serviços e outras atividades	**4.925**	**4.746**	**2.754**	**12.425**	13.786	**12.425**
Rural	**1.967**	**3.158**	**3.334**	**8.459**	8.842	**8.459**
				53.074	54.900	**53.074**
Setor Público						
Poder público	**2.019**	**3.106**	**11.749**	**16.874**	15.285	**16.874**
Iluminação pública	**907**	**2.591**	**34.010**	**37.508**	31.433	**37.508**
Serviço público	**1.966**	**5.640**	**11.669**	**19.275**	12.075	**19.275**
				73.657	58.793	**73.657**
Fornecimento faturado				**126.731**	113.693	**126.731**
Fornecimento não-faturado				**9.400**	10.990	**9.400**
Mercado atacadista – MAE				**49.936**	22.283	**49.936**
				186.067	146.966	**186.067**
(-) Arrecadação em processo de classificação				**(3.113)**	732	**(3.113)**
Outros créditos				**1.813**	3.845	**1.618**
				184.767	151.543	**184.572**

Conforme determinação do órgão regulador, a Companhia registrou as vendas de energia elétrica realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, observando o regime de competência, na conta "concessionárias e permissionárias". Os valores transacionados devem ser homologados pela Administradora de Serviços do MAE – ASMAE. A ASMAE informou, mas ainda não homologou, os valores das vendas de energia elétrica. A COSERN contabilizou as vendas com base nos valores informados pela ASMAE. Foram comercializadas no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE os excedentes de energia elétrica no montante de R$ 28.300 (R$ 45.526 em 2000).

A Administração da Companhia entende que a provisão para créditos de liquidação duvidosa constituída, reclassificada para rubrica própria, é suficiente para fazer face a eventuais perdas e não espera perdas significativas na realização desses ativos.

8. Títulos a receber

Representam parcelamentos de débitos com energia elétrica a receber de consumidores. A composição é a seguinte:

					Controladora
	Vincendas	Vencidas até 90 dias	Vencidas há mais de 90 dias	**2001**	2000
					(Reclassificado)
Setor público	**59.745**	**593**	**3.957**	**64.295**	49.387
Setor privado	**214**	**4**	**6.273**	**6.491**	6.235
	59.959	**597**	**10.230**	**70.786**	55.622
Ativo Circulante				**28.731**	10.369
Realizável a Longo Prazo				**42.055**	45.253
				70.786	55.622

A Companhia registra títulos a receber vencidos no montante de R$ 10.827 (R$ 8.974 em 2000). A Administração da mesma entende que a provisão para créditos de cobrança duvidosa constituída, reclassificada para rubrica própria, é suficiente para fazer face a eventuais perdas na realização desses ativos.

9. Programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica – Controladora

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia, divulgou em 18 de maio de 2001 um plano de racionamento de energia elétrica, em vigor desde 1º de junho de 2001, devido ao baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas das regiões sudeste e nordeste do Brasil. O Plano de Racionamento, durante o exercício de 2001, teve como meta a redução de 20% no consumo de energia elétrica para consumidores de baixa tensão e uma redução de 15% a 25% no consumo para consumidores de média e alta tensão, em relação ao consumo médio ocorrido no período de maio a julho de 2000.

Através da Medida Provisória nº 2.152-2, de 1º de junho de 2001, foram estabelecidos para os consumidores residenciais com consumo inferior à meta individual de consumo, bônus financeiros limitados ao valor da conta de energia elétrica. Em contrapartida, foram estabelecidas, para todos os consumidores de energia elétrica, sobretaxas nas tarifas vigentes referente à parcela do consumo que exceder às metas fixadas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia.

A ANEEL estabeleceu controles e contas contábeis específicas para o registro das operações decorrentes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica. Em 31 de dezembro de 2001 a Companhia possuía um valor a receber relativo a bônus concedidos, já líquido da sobretaxa, no montante de R$ 7.523 a serem liquidados pelo Governo Federal.

Conforme Medida Provisória nº 4, de 17 de outubro de 2001, o Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia, efetuará o repasse às concessionárias de energia elétrica, após a fiscalização da ANEEL, dos recursos necessários à cobertura do bônus concedido aos consumidores em excesso à sobretaxa nas tarifas, sendo que os prazos e procedimentos para execução dos dispositivos desta Medida Provisória serão ainda estabelecidos pela Câmara de Gestão da Crise de Energia.

10. Acordo geral do setor elétrico

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise, as concessionárias distribuidoras e as geradoras de energia elétrica celebraram, em dezembro de 2001, um acordo denominado "Acordo Geral do Setor Elétrico", que define os critérios para garantia do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e para recomposição das receitas relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, através de uma recomposição tarifária extraordinária. O referido Acordo foi regulamentado pela Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, Resolução GCE nº 91, de 21 de dezembro de 2001 e Resoluções ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002 e nº 72, de 07 de fevereiro de 2002.

A Resolução ANEEL nº 72, de 07 de fevereiro de 2002, estabeleceu os procedimentos uniformes a serem adotados pelas empresas de energia elétrica para registro contábil dos efeitos decorrentes da adesão ao Acordo Geral do Setor Elétrico.

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

10.1. Recomposição tarifária do racionamento

Através da Resolução ANEEL nº 031, de 24 de janeiro de 2002, foram estabelecidas condições, prazos e procedimentos para solicitação e homologação da recomposição tarifária extraordinária das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

A COSERN reconheceu no resultado do exercício, em base de estimativa, o montante de R$ 115.830 a título de futura recomposição tarifária, decorrente da perda de faturamento ocorrida entre o período de junho a dezembro de 2001. Tal estimativa foi calculada pela diferença entre o valor efetivamente faturado e aquele que o seria se não houvesse a crise de energia elétrica e o conseqüente racionamento.

A Medida Provisória nº 14, de 17 de outubro de 2001, determina a recomposição tarifária da perda da receita até o limite da estimativa, via incremento de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores das classes residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, a partir do dia 27 de dezembro de 2001. Este reajuste vigorará pelo período necessário à compensação do montante homologado a esse título pela ANEEL, sendo remunerado pela taxa de juros equivalente à cobrada nas operações de financiamento pelo Governo Federal (vide nota explicativa 10.4.) ou, na ausência de financiamento, pela taxa de juros SELIC.
O montante apropriado ao Resultado de R$ 115.830 está classificado nos ativos circulante de R$ 16.639 e no realizável a longo prazo de R$ 99.191.

10.2. Energia livre - racionamento

A energia livre é a energia injetada no sistema elétrico, não proveniente dos contratos iniciais ou equivalentes e dos contratos bilaterais. Os procedimentos para o reconhecimento dessa energia dar-se-á em três momentos:

a) Energia livre antes do racionamento:

As geradoras efetuaram pagamento integral da energia livre a eles alocada, valorizada ao preço MAE.

b) Energia livre durante o racionamento:

Os geradores efetuarão pagamento integral da energia livre a eles alocada valorizada ao preço MAE. Distribuidores com recomposição tarifária extraordinária pagarão aos geradores o montante da energia livre valorado pela diferença entre PMAE e o valor de R$ 49,26 (quarenta e nove Reais e vinte e seis centavos) por MWh, equivalente à média ponderada nacional das tarifas dos contratos iniciais do sistema interligado vigentes em 30.12.2001, por meio de acordo de reembolso de pagamento de energia livre, sendo os recursos provenientes dos consumidores na forma da recomposição tarifária extraordinária, de forma a garantir, além do pagamento, a cobertura dos ônus tributários e de inadimplência.

c) Energia livre após o racionamento até 31 de dezembro de 2002:

Geradores se responsabilizam pelo pagamento da energia livre a eles alocada, limitado ao montante da energia livre valorado a 49,26 R$/MWh. As distribuidoras pagam o montante de energia livre valorado pela diferença entre PMAE e o valor de 49,26 R$/MWh, sendo os recursos para este pagamento provenientes dos consumidores por meio de adicional tarifário específico, de forma a garantir, além do pagamento, a cobertura dos ônus tributários e de inadimplência.

A recompra das sobras de energia das distribuidoras no período compreendido entre o fim do racionamento e 31 de dezembro de 2002 será paga pelos geradores valorada a R$ 73,39 (setenta e três reais e trinta e nove centavos) por MWh;

Os contratos iniciais e equivalentes serão aditados para incorporar as modificações incluídas no Acordo e será instituída uma fórmula compulsória para solução de controvérsia.

Os distribuidores e geradores não reinvidicarão umas às outras nem junto ao Poder Concedente, recomposição de custos nem de equilíbrio econômico-financeiro relativo à recompra, à exposição a energia livre nos itens concernentes ao acordo.

Quanto aos aspectos contábeis, a Resolução ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, no que concerne a energia livre, define que os registros contábeis devem ser feitos simultaneamente nos Ativos e Passivos Circulantes e Longo

Prazo, tendo como contrapartida, respectivamente, as contas de Receita de Operações com Energia Elétrica - Fornecimento e Comercialização – Operações com Energia Elétrica.

Como o Acordo entre Geradoras, Distribuidores e Governo Federal não prevê qualquer custo adicional para as concessionárias de energia elétrica, advindo do reconhecimento contábil da energia livre, a COSERN registrou, nos Ativos Circulante e Longo Prazo, o montante do PIS/COFINS reconhecido, na expectativa da sua recuperação via tarifa de energia elétrica.

Nesse sentido, os valores contabilizados em 31 de dezembro de 2001, como energia livre têm a seguinte composição:

	Ativo		Passivo		Resultado	
Descrição	**Circulante**	**Longo Prazo**	**Circulante**	**Longo Prazo**	**Receita**	**Despesa**
Energia Livre	4.573	25.104	4.573	25.104	29.677	29.677
PIS/COFINS	167	916	-	-	-	-
Total	**4.740**	**26.020**	**4.573**	**25.104**	**29.677**	**29.677**

10.3. Valores tarifários não gerenciáveis da Parcela A:

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Posteriormente, a ANEEL, pela Resolução nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da "Parcela A", bem assim a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros e a definição do período para apuração das variações de valores destes itens, compreendida entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001.

Foram definidos os seguintes itens como componentes da "Parcela A":

I – Tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional.
II – Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional.
III – Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.
IV – Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica.
V – Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos.
VI – Energia comprada estabelecida nos contratos iniciais.
VII – Quota de Reserva Global de Reversão – RGR.
VIII – Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica – TFSEE.
IX – Encargos de conexão.

A COSERN calculou os valores da CVA e posteriormente os atualizou pela variação da Taxa SELIC, entre o período de sua apuração e a data de 25 de outubro de 2001.

Ainda nos termos da mencionada Resolução, a compensação dos valores apurados, após homologados pela ANEEL, se iniciará logo depois do período da recomposição tarifária do racionamento, de que trata a nota explicativa 10.1.

Os valores apurados até 25 de outubro de 2001, no montante de R$ 6.744, estão registrados no ativo realizável a longo prazo. O valor de R$ 3.614 apresentado no ativo circulante referem-se aos valores apurados de 26 de outubro de 2001 à 31 de dezembro de 2001, para os quais a COSERN entende que haverá recomposição tarifária já a partir do mês de abril de 2002.

O saldo em 31 de dezembro de 2001 apresenta a seguinte composição:

	Controladora		
	Circulante	**Longo Prazo**	**Total**
Subvenção para Conta de Consumo de Combustível - CCC	2.743	759	**3.502**
Reserva Global de Reversão – RGR	-	(420)	**(420)**
Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica – TFSEE	-	59	**59**
Encargos de conexão no sistema de transmissão	42	(789)	**(747)**
Tarifa de Utilização do Sistema de Transmissão – TUST	829	2.219	**3.048**
Energia comprada para revenda	-	4.916	**4.916**
	3.614	6.744	**10.358**

10.4. Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica:

O BNDES, por solicitação da Câmara de Gestão da Crise, instituiu um programa, com caráter emergencial e excepcional, de apoio às concessionárias de distribuição, geração e produtores independentes de energia elétrica com controle acionário privado, através da concessão de financiamentos, no valor máximo de 90% do valor homologado pela ANEEL referente às perdas com racionamento e à parcela de energia livre, a serem pagos com os recursos provenientes da Recomposição Tarifária Extraordinária.

11. Imposto de renda e contribuição social diferidos ativo - Controladora

A Companhia mantém imposto de renda e contribuição social diferidos ativos, no montante de R$ 38.999 (R$ 45.381 em 31 de dezembro de 2000), calculados sobre os prejuízos fiscais e diferenças temporárias, e bases negativas dos exercícios de 1992 a 1999. O imposto de renda diferido ativo foi calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10% nos valores de R$ 19.746 (R$ 22.517 em 31 de dezembro de 2000) e R$ 13.163 (R$ 15.011 em 31 de dezembro de 2000), respectivamente. A contribuição social diferida ativa foi constituída à alíquota de 9% no montante de R$ 6.090 (R$ 7.853 em 31 de dezembro de 2000).

A composição do imposto de renda e contribuição social diferidos ativo, por natureza, está demonstrada abaixo:

	Base de Cálculo	Tributo Diferido Ativo	Expectativa de Realização
IMPOSTO DE RENDA			
Prejuízos Fiscais	53.851	13.463	Até 2003
Diferenças Temporárias	77.788	19.446	Até 2004
	131.639	**32.909**	
CONTRIBUIÇÃO SOCIAL			
Base Negativa	17.279	1.555	Até 2002
Diferenças Temporárias	50.385	4.535	Até 2003
	67.664	**6.090**	

12. Reestruturação societária - Controladora

Em 29 de dezembro de 2000, foi aprovada em Assembléia Geral Extraordinária, a reestruturação societária envolvendo as empresas Guaraniana S.A. (Guaraniana), Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), Uptick Participações S.A. (Uptick), Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN) e IBIDEM S.A. (IBIDEM), autorizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica através da Resolução ANEEL nº 474, de 30 de novembro de 2000.

Guaraniana, COELBA e Uptick adquiriram, em processo licitatório de privatização realizado em dezembro de 1997, o controle acionário da COSERN, com expressivo ágio. Posteriormente, através de oferta pública de compra de ações, realizada na BOVESPA em 12 de maio de 2000, COELBA e Uptick adquiriram ações ordinárias e preferenciais de emissão da COSERN que estavam em circulação no mercado, também com significativo ágio.

No processo de reestruturação, foi criada a IBIDEM, mediante a transferência das ações de emissão da COSERN, de propriedade de Guaraniana, COELBA e Uptick, e do respectivo ágio, tendo a IBIDEM constituído provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido dos acionistas (PMIPL), correspondente ao valor líquido entre a totalidade do ágio a amortizar e a conseqüente economia fiscal, antes de sua incorporação pela COSERN, conforme determinado pela Resolução ANEEL nº 474, de 30 de novembro de 2000.

A incorporação foi efetivada levando-se em conta o valor do patrimônio líquido da IBIDEM, cujos elementos patrimoniais ativos e passivos se encontram refletidos em seu balanço de 30 de novembro de 2000, avaliado pelo valor contábil de R$ 429.661, assim discriminado:

	30.11.2000
Caixa	1
Investimento em controlada	212.734
Ágio a amortizar	638.018
Provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido – PMIPL	(421.092)
Patrimônio Líquido	429.661

Os registros contábeis efetuados na COSERN, para fins societários e fiscais, apresentam contas específicas relacionadas ao ágio, provisão, amortização e reversão da provisão constituída e crédito fiscal. A parcela do acervo líquido originado da incorporação, correspondente à economia fiscal futura, no valor de R$ 216.927, foi registrada em conta de reserva especial de ágio, no patrimônio líquido.

O ativo imobilizado e a PMIPL serão amortizados na mesma proporção, de forma que a amortização do ágio irá gerar uma despesa, que será parcialmente compensada pela receita decorrente da provisão igualmente amortizada. A diferença será equivalente à economia fiscal, de forma tal que a lucratividade da Companhia não será afetada.

O ágio decorrente da incorporação tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados futuros. Está sendo amortizado pelo prazo remanescente da concessão a partir de dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais com base na projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL n.º 474, de 30 de novembro de 2000. O critério de amortização poderá ser revisto anualmente, a critério da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL.

A amortização do ágio se dará em proveito de todos os acionistas, não sendo emitidas novas ações às controladoras COELBA, Guaraniana e Uptick em função da capitalização do benefício fiscal assim obtido.

O efeito da amortização do ágio incorporado e da reversão da PMIPL foi de R$ 10.096, (7.855 em 31 de dezembro de 2000), registrado como item incomum no resultado do exercício, gerando uma economia fiscal no mesmo montante. Todos os efeitos da incorporação sobre as demonstrações contábeis da COSERN estão demonstrados a seguir:

	2001	2000
Disponibilidades	**-**	1
Ativo imobilizado		
Ágio a amortizar	**638.018**	638.018
Amortização acumulada	**(52.796)**	(23.103)
PMIPL	**(421.092)**	(421.092)
Reversão da PMIPL	**34.846**	15.248
Total do Ativo	**198.976**	209.072
Obrigações estimadas – Imposto de Renda e Contribuição sobre o Lucro (Redução)	**(17.951)**	(7.855)
Reserva Especial de Ágio	**216.927**	216.927
Total do Passivo	**198.976**	209.072
Amortização do ágio	**(29.694)**	(23.013)
Reversão da PMIPL	**19.598**	15.248
Efeito da amortização do ágio incorporado	**(10.096)**	(7.855)
Economia fiscal	**10.096**	7.855
Efeito no lucro líquido do exercício	**-**	-

Os custos incorridos em função do processo de reestruturação societária, consistem basicamente de gastos com consultoria no valor de R$ 130, no exercício de 2000.

Para melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia e do resultado de suas operações, o valor líquido de R$ 198.976 (R$ 209.072 em 31 de dezembro de 2000) contabilizado no ativo imobilizado que, em essência, representa o benefício fiscal incorporado, foi apresentado no Balanço patrimonial como ativo circulante R$ 9.423 (R$ 10.096 em 31 de dezembro de 2000) e ativo realizável à longo prazo R$ 189.553 (R$ 198.976 em 31 de dezembro de 2000), sob a rubrica "Benefício fiscal – ágio incorporação controladora".

13. Outros créditos

	Controladora		Consolidado
Outros créditos	**2001**	2000	**2001**
ICMS a recuperar	**5.947**	2.001	**5.947**
Participação financeira do consumidor	**2.230**	2.320	**2.230**
Serviços prestados a terceiros	**444**	357	**444**
Alienação em curso	**445**	447	**445**
Desativação em curso	**383**	570	**383**
Dispêndio reembolsável em curso	**312**	41	**312**
Devedores diversos	**849**	989	**941**
Outros créditos	**309**	1.552	**309**
	10.919	8.277	**11.011**
Ativo circulante	**2.742**	3.956	**2.834**
Realizável a longo prazo	**8.177**	4.321	**8.177**
	10.919	8.277	**11.011**

14. Investimentos

	Controladora		Consolidado
	2001	2000	**2001**
Participações societárias em controladas	**52.596**	-	**-**
Outros investimentos	**149**	149	**149**
	52.745	149	**149**

Participações societárias em controladas

A TERMOAÇU é um projeto do GRUPO GUARANIANA e da PETROBRÁS, para a instalação de uma usina termelétrica no Estado de Rio Grande do Norte. O projeto consiste em uma planta de co-geração de energia elétrica com uma potência instalada de 340 MW e uma produção de vapor de 610 t/h, que será construída no município de Alto do Rodrigues - RN. A energia elétrica se destinará a suprir as distribuidoras de energia elétrica do Grupo Guaraniana e o vapor será utilizado pela Petrobrás para injeção contínua nos seus poços de petróleo, aumentando sua produção na região. O investimento total previsto é de US$ 300 milhões. O início operacional está previsto para o final de 2003, uma vez que a central se encontra inserida no "Programa Prioritário Termelétrico" do Governo Brasileiro conforme assegura a Resolução n° 47, art. 1°, de 18 de setembro de 2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE.

Em reunião do Conselho de Administração da COSERN, realizada em 6 de junho de 2001, foi aprovada a participação da COSERN como acionista controlador, em uma sociedade com a PETROBRAS, sendo que o acordo de acionistas prevê a participação de 70% da COSERN e 30% da PETROBRAS.

A TERMOAÇU S.A. foi autorizada pela ANEEL, por meio da Resolução n° 261 de 9 de julho de 2001, a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica.

Em 01 de agosto de 2001, foi firmado o Termo de Transferência de Titularidade, entre a GUARANIANA S.A. e a COSERN, onde aquela empresa cede 01 (uma) ação ordinária nominativa, com direito a voto do capital social da TERMOAÇU S.A.

Em 02 de outubro de 2001, a COSERN subscreveu 68.639.961 ações, passando a ser detentora de 68.639.961 ações ordinárias nominativas, correspondendo a 68,64% do capital dessa controlada.

Em 31 de dezembro de 2001, o capital social realizado é composto de R$ 76.566 das quais foram integralizados R$ 52.596 pela COSERN, 62,69% do capital integralizado.

Não houve resultado de equivalência patrimonial uma vez que o empreendimento na TERMOAÇU S.A encontra-se em fase pré-operacional.

15. Imobilizado

	Controladora		Consolidado
	2001	2000	**2001**
Imobilizado		(Reclassificado)	
Em serviço	**326.744**	308.835	**326.869**
Em curso	**29.227**	19.068	**88.821**
	355.971	327.903	**415.690**
Obrigações especiais - vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica			
Em serviço	**(38.897)**	(34.573)	**(38.897)**
Em curso	**(10.420)**	(10.901)	**(10.420)**
	(49.317)	(45.474)	**(49.317)**
	306.654	282.429	**366.373**

		Controladora		Consolidado
	Taxas Anuais Médias de Depreciação	**2001**	2000	**2001**
Imobilizado em Serviço			(Reclassificado)	
Geração	5,0%	**-**	-	**136**
Distribuição	5,0%	**446.352**	406.251	**446.352**
Obrigações especiais		**(38.897)**	(34.573)	**(38.897)**
Comercialização	7,7%	**42.373**	40.361	**42.373**
Administração	11,2%	**14.026**	13.009	**14.026**
		463.854	425.048	**463.990**
Depreciação Acumulada				
Geração		**-**	-	**(11)**
Distribuição		**(159.163)**	(138.608)	**(159.163)**
Administração		**(11.861)**	(8.701)	**(11.861)**
Comercialização		**(4.983)**	(3.477)	**(4.983)**
		(176.007)	(150.786)	**(176.018)**
Imobilizado em Curso				
Geração		**-**	-	**59.594**
Distribuição		**28.870**	18.697	**28.870**
Obrigações especiais		**(10.420)**	(10.901)	**(10.420)**
Administração		**223**	153	**223**
Comercialização		**134**	218	**134**
		18.807	8.167	**78.401**
TOTAL		**306.654**	282.429	**366.373**

As principais taxas anuais de depreciação de acordo com a Resolução ANEEL nº 044/99 de 17 de março de 1999, são as seguintes:

	Taxas Anuais de Depreciação
Distribuição	
Banco de capacitores	6,7%
Chave de distribuição	6,7%
Condutor do sistema	5,0%
Estrutura do sistema	5,0%
Regulador de tensão	4,8%
Transformador	5,0%
Comercialização	
Equipamento geral	10,0%
Veículo	20,0%
Administração central	
Edificações	4,0%
Equipamento geral	10,0%
Veículo	20,0%

De acordo com os artigos nº 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1997, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo os mesmos serem retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação. Determinando ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, sendo aplicado na concessão.

Em atendimento as disposições contidas na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e a Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram transferidos para o Ativo Imobilizado os seguintes valores:

	Controladora		Consolidado
	2001	2000	**2001**
Encargos financeiros contabilizados no período	33.553	24.819	33.553
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(3)	-	(3)
Efeito líquido no resultado	33.550	24.819	33.550

As Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão.

		Controladora
	2001	2000
Participações da União	**1.479**	1.479
Participações dos consumidores	**46.584**	42.741
Doações e subvenções	**634**	634
Outros	**620**	620
	49.317	45.474

Em virtude de sua natureza, essas contribuições não representam obrigações financeiras efetivas, uma vez que não deverão ser devolvidas aos clientes. Somente na hipótese de término da concessão é que esses valores serão considerados pelo Poder Concedente na determinação do valor a ser pago ao concessionário e, dessa forma, não devem ser consideradas como exigibilidades para fins de determinação de indicadores econômicos e financeiros.

Os bens da União em regime especial de utilização pela Companhia na atividade "Distribuição" são registrados unicamente no sistema extra-patrimonial e estão assim compostos:

		Controladora
	2001	2000
Terrenos de linhas, redes e subestações	**52**	52
Urbanizações e benfeitorias em subestações	**34**	34
Edificações em subestações	**79**	79
Máquinas e equipamentos de linhas, redes e subestações	**1.069**	1.069
	1.234	1.234

16. Diferido

	Controladora		Consolidado
	2001	2000	**2001**
Despesas diferidas	**1.502**	1.502	**14.321**
Amortização acumulada	**(1.147)**	(476)	**(1.147)**
	355	1.026	**13.174**

O diferido consolidado contempla substancialmente as despesas pré-operacionais da controlada, que encontra-se em fase pré-operacional.

17. Fornecedores

	Controladora		Consolidado
	2001	2000	**2001**
Fornecedores de energia elétrica	**3.296**	2.789	**3.296**
Fornecedores de energia elétrica – MAE	**39.734**	15.096	**39.734**
Materiais e serviços	**9.123**	7.388	**20.244**
	52.153	25.273	**63.274**

18. Empréstimos e financiamentos e debêntures

	Controladora e Consolidado							
	2001				2000 (Reclassificado)			
	Encargos da Dívida	**Curto prazo**	**Longo prazo**	**Total**	**Encargos da Dívida**	**Curto prazo**	**Longo prazo**	**Total**
Moeda nacional								
B. DO BRASIL (1)	**266**	**2.728**	**28.291**	**31.019**	254	2.418	27.017	29.435
ELETROBRÁS (2)	**6**	**12.745**	**19.384**	**32.129**	-	14.060	26.614	40.674
BANDERN (3)	**-**	**7.278**	**2.576**	**9.854**	-	6.597	2.576	9.173
CITIBANK	**-**	**-**	**-**	**-**	-	2.500	-	2.500
BNDES (4)	**27**	**3.850**	**56.441**	**60.291**	174	-	47.269	47.269
Debêntures (5)	**2.531**	**37.500**	**18.750**	**56.250**	9.645	18.750	56.250	75.000
	2.830	**64.101**	**125.442**	**189.543**	10.073	44.325	159.726	204.051
Moeda estrangeira								
B. DO BRASIL (6)	**96**	**25.769**	**-**	**25.769**	-	-	-	-
BANKBOSTON (7)	**581**	**21719**	**-**	**21.719**	-	-	-	-
CITIBANK (8)	**269**	**11.321**	**-**	**11.321**	-	-	-	-
WESTLB (9)	**770**	**-**	**41.533**	**41.533**	-	-	-	-
ITAU(10)	**415**	**3.821**	**46.408**	**50.229**	-	-	-	-
BBV (11)	**54**	**9.131**	**-**	**9.131**	-	-	-	-
Ajustes swap	**25.339**	**-**	**-**	**-**	-	-	-	-
	27.524	**71.761**	**87.941**	**159.702**	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	**27.823**	**98.362**	**194.633**	**292.995**	428	25.575	103.476	129.051
Debêntures	**2.531**	**37.500**	**18.750**	**56.250**	9.645	18.750	56.250	75.000
	30.354	**135.862**	**213.383**	**349.245**	10.073	44.325	159.726	204.051

O detalhamento dos empréstimos e financiamentos e debêntures é:

(1) **BANCO DO BRASIL S.A.** – Contrato Particular de Confissão e Composição de Dívidas entre a União, através do Banco do Brasil e a COSERN, conforme a Lei nº 8.727 de 05/12/1993. A amortização iniciou-se em 01/04/1994 e o último pagamento está previsto para 01/03/2014. Os juros, de 10,236% a.a., e o principal, atualizados pelo IGP-M e TJLP, são amortizados mensalmente.

(2) **ELETROBRÁS** - Empréstimos originados principalmente de recursos do Fundo de Financiamentos da Eletrobrás – FINEL, para expansão dos sistemas transmissão e distribuição. A amortização iniciou-se em 30/12/1997 e o último pagamento está previsto para 30/10/2013. Os juros, entre 6 e 12% a.a., e o principal, atualizados pelos índices do FINEL e IGP-M, são amortizados mensalmente.

(3) **BANDERN –** Contratos de Empréstimos celebrados entre o Banco Nacional de Habitação – BNH, o Banco do Estado do Rio Grande do Norte – Bandern e a COSERN, para execução de obras de infra-estrutura nos conjuntos habitacionais. A amortização iniciou-se em 03/01/1976 e o último pagamento está previsto para 03/03/2009. Os juros, entre 3% e 5,5% a.a., e o principal, atualizado pela TR, são amortizados mensalmente.

(4) **BNDES/FINEM** – Contrato de Financiamento (plano de investimentos em expansão, melhorias e modernização do sistema de transmissão e distribuição), assinado entre a COSERN e Agentes Financeiros. A amortização mensal terá início em 15/07/2002 e o último pagamento está previsto para 15/06/2008. Os juros são de 4,5% a.a.

(5) **DEBÊNTURES** – Emissão de Debêntures para obtenção de recursos destinados ao resgate de Notas Promissórias e investimentos. A remuneração é de 104,5% da taxa média dos Depósitos Interfinanceiros – DI , calculada e divulgada pela CETIP. O valor nominal da debênture estão sendo amortizados em 04 (quatro) parcelas semestrais, tendo efetuado o primeiro pagamento em 01/10/2001. A última está prevista para pagamento em 01/04/2003.

(6) **BANCO DO BRASIL OP 2770 -** Contrato Resolução 2770 para capital de giro, assinado em 16 de julho de 2001 com vencimento em 11 de janeiro de 2002, com variação cambial e juros de 0,80% a.a.

(7) **BANKBOSTON -** Contrato para capital de giro, na modalidade de assunção de dívida de financiamento à importação, assinado em 6 de agosto de 2001 com vencimento em 25 de setembro de 2002 e taxa de juros de 7,079% a.a. mais variação cambial e contrato Resolução 2770 para capital de giro assinado em 27 de agosto de 2001 com vencimento em 25 de fevereiro de 2002 e taxa de juros de 3,734% a.a. mais variação cambial.

(8) **CITIBANK -** Contrato Resolução nº 2.770 para capital de giro, assinado em 10 de setembro de 2001 com vencimento em 5 de setembro de 2002 e taxa de juros de 6.07% a.a. mais variação cambial e contrato Resolução nº 2.770 para capital de giro, assinado em 14 de setembro de 2001 com vencimento em 9 de setembro de 2002 e taxa de juros de 8,65% a.a. mais variação cambial.

(9) **WESTLB BANCO** - Contrato Resolução nº 2.770 assinado em 18 de setembro de 2001 com vencimento para 8 de setembro de 2003 com recursos destinados ao pagamento da primeira amortização das Debêntures e taxa de juros de 7,40% a.a. mais variação cambial e contrato Resolução nº 2.770 para capital de giro, assinado em 23 de outubro de 2001 com vencimento em 23 de outubro de 2003 e taxa de juros de 2% a.a.

(10) **ITAÚ -** Contrato de operação de pré-pagamento de exportação, assinado em 28 de novembro de 2001 com vencimento em 29 de setembro de 2004 e taxa de juros de LIBOR + 5,2% a.a. mais variação cambial, e contrato Resolução nº 2.770, para capital de giro, assinado em 5 de dezembro de 2001 com vencimento em 20 de setembro de 2002, taxa de juros de 4,4% a.a. mais variação cambial.

(11) **BBV - BANCO BILBAO VIZCAYA -** Contrato Resolução nº 2.770 para capital de giro, assinado em 22 de novembro de 2001 com vencimento em 18 de novembro de 2002 e taxa de juros de 5,5% a.a. mais variação cambial.

Os empréstimos em moeda estrangeira estão cobertos por operações de swap.

No intuito de alavancar recursos, para liquidação das notas promissórias emitidas (commercial papers) e para investimentos na emissora, a COSERN lançou, em 1º de abril de 2000, 7.500 debêntures nominativas simples, não conversíveis em ações, a um valor nominal de R$ 10 totalizando uma captação de R$ 75.000, com as seguintes características:
Prazo: 36 meses, com data de vencimento em 1º de abril de 2003.
Carência: 18 meses a partir da data de emissão.
Remuneração: 104,5% da variação do CDI.
Amortização programada: 4 parcelas semestrais, consecutivas, de igual valor,a partir de 1º de outubro de 2001.

Composição dos empréstimos e financiamentos por moeda:

	Controladora e Consolidado			
Moeda (equivalente em R$) / Indexador	**2001**		2000	
	%		%	
Moeda Estrangeira				
Dólar norte-americano	**127.205**	**36,42**	-	-
Yen japonês	**32.497**	**9,30**	-	-
	159.702	**45,72**	-	-
Moeda Nacional				
IGPM	**48.884**	**14,00**	54.941	26,93
FINEL	**4.560**	**1,31**	6.242	3,06
CDI	**56.250**	**16,11**	77.501	37,98
UFIR	**4.896**	**1,40**	4.091	2,00
TR	**9.854**	**2,82**	9.169	4,49
TJLP	**65.099**	**18,64**	52.107	25,54
	189.543	**54,28**	204.051	100,00
	349.245	**100,00**	204.051	100,00

A variação anual das principais moedas estrangeiras e indexadores aplicados aos empréstimos e financiamentos e debêntures é:

	Variação anual (%)	
Moeda / Indexador	**2001**	2000
Dólar norte-americano	**18,69**	-
Yen japonês	**3,66**	-
Índice Geral de Preços – Mercado – IGP – M	**10,37**	9,95
FINEL	**2,00**	1,99
CDI	**17,26**	17,33
TR	**2,29**	2,10
TJLP	**9,50**	10,75

Vencimento das parcelas a longo prazo:

	Controladora e consolidado			
	Moeda nacional	**Moeda estrangeira**	**2001**	**2000**
2002	37.347	-	**37.347**	56.675
2003	19.728	41.533	**61.261**	41.336
2004	16.002	46.408	**62.410**	15.648
2005	15.891	-	**15.891**	12.409
2006	15.877	-	**15.877**	12.302
2007	6.315	-	**6.315**	6.773
2008	3.025	-	**3.025**	2.682
2009	2.657	-	**2.657**	2.528
2010	2.657	-	**2.657**	2.205
Após 2010	5.943	-	**5.943**	7.168
Total	**125.442**	**87.941**	**213.383**	**159.726**

Mutação dos empréstimos e financiamentos:

	Controladora e consolidado			
	Moeda nacional		Moeda estrangeira	
	Curto prazo	**Longo prazo**	**Curto prazo**	**Longo prazo**
Em 31 de dezembro de 1999	**81.628**	**63.190**	-	-
Ingressos	-	123.414	-	-
Encargos	13.177	645	-	-
Var. Monetária e cambial	1.258	4.357	-	-
Transferências	31.880	(31.880)	-	-
Amortizações	(83.618)	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2000	**44.325**	**159.726**	**-**	**-**
Ingressos	-	13.757	80.736	98.578
Encargos	18.512	1.825	-	-
Var. Monetária e cambial	1.168	3.945	(8.975)	(10.637)
Transferências	53.812	(53.811)	-	-
Amortizações	(53.716)	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2001	**64.101**	**125.442**	**71.761**	**87.941**

19. Taxas regulamentares

	Controladora	
	2001	2000
Quota de Reserva Global de Reversão – RGR	**576**	1.429
Quota da Conta de Consumo de Combustível – CCC	**1.141**	1.102
Taxa de Fiscalização – ANEEL	**77**	63
	1.794	2.594

20. Plano previdenciário e outros benefícios aos empregados - Controladora

A COSERN é patrocinadora da Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da COSERN - FASERN, entidade fechada de previdência privada instituída em 1988 com base na Lei nº 6.435/77 e Portaria nº 4.332, de 22/09/1988, do Ministro de Estado da Previdência e Assistência Social. A FASERN tem como finalidade principal a administração de planos de previdência, de modo a complementar parcial ou totalmente os benefícios previdenciários a que os empregados da empresa têm direito, na condição de segurados do Instituto Nacional de Seguridade Social.

A FASERN administra atualmente dois planos previdenciários. O Plano de Benefícios Previdenciários da FASERN – Regulamento 001, de benefício definido, possui ainda quatro participantes na ativa. Esse plano, que se encontra em extinção e vedado a novas inscrições, apresenta superávit acumulado até 31 de dezembro de 2000 conforme parecer do atuário. A COSERN permanece vinculada às obrigações inerentes a esse plano, inclusive na hipótese de insuficiência financeira que vier a ser constatada por cálculo atuarial.

O Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 001, é um plano de contribuição definida exceto para os benefícios de risco, que são custeados pela patrocinadora. Por suas características, não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. Com a implantação do Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 001, ocorrida em março de 1999, a COSERN passou a contribuir mensalmente com um valor igual à contribuição do participante, acrescido de valor correspondente a 5,82% sobre sua folha de pessoal, relativo à taxa de benefício de risco (1,11%), reserva a amortizar (2,90%) e à taxa de administração (1,81%). O valor total da contribuição da COSERN para a FASERN, no exercício findo em 31 de dezembro de 2001 foi de R$ 1.057 (R$ 1.215 em 31 de dezembro de 2000).

A Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, aprova Pronunciamento específico do IBRACON e torna obrigatória a contabilização e divulgação de benefícios a empregados, de forma que a entidade patrocinadora do plano reconheça um passivo e uma despesa, referentes aos citados benefícios. Foram utilizados as seguintes premissas atuariais:

Taxa de rendimento esperada sobre os ativos do plano	**10,24% a.a**
Taxa de crescimento salarial	**6,08 % a.a**
Índice de reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	**4,00% a.a**
Fator de capacidade do benefício/salário	**100,00%**

Com base em Demonstrativo de Abertura do Plano Previdenciário de Benefício Definido, emitido por atuário independente em 14 de janeiro de 2002, a COSERN apurou o Valor Justo dos Ativos do Plano, descontado a valor presente, à taxa de 10,24% a.a., considerando duas hipóteses para o reconhecimento de eventual passivo atuarial, o que não se verificou. As duas hipóteses consideradas, ambas previstas no parágrafo 84 do pronunciamento do IBRACON, foram:

- Reconhecimento imediato do Patrimônio Líquido, a título de Ajuste de Exercícios Anteriores, do passivo atuarial inicial.

- Reconhecimento nos resultados dos exercícios de 2002 a 2006, na proporção de 1/5 (um quinto) do referido passivo atuarial.

Os cálculos apresentados pelo atuário, para 31 de dezembro de 2001, considerando-se a 1ª hipótese, por ser mais factível e conservadora para eventual registro contábil, foram:

	2001
Plano de Benefício Definido	
Valor justo dos ativos do Plano	**36.181**
Valor presente da obrigação atuarial com direitos já vencidos	**(34.153)**
Valor presente da obrigação atuarial com direitos a vencer	**(78)**
Ativo líquido	**1.950**

Considerando ainda a primeira hipótese, o cálculo da estimativa do custo esperado para o exercício de 2002 (valores posicionados em 31 de dezembro de 2001) dos benefícios concedidos pelo Plano Previdenciário de Benefício Definido da FASERN, nos termos do parágrafo 80 do Pronunciamento do IBRACON, é o seguinte:

	2001
Custo dos juros	**(3.340)**
Retorno dos investimentos	**3.558**
Ativo Líquido	**218**

Face ao resultado positivo dos efeitos apurados pela aplicação da Deliberação CVM nº 371, a Companhia entende não ser necessário a constituição de provisão, em 31 de dezembro de 2001, sobre o passivo atuarial.

21. Programa de Recuperação Fiscal – REFIS - Controladora

Federal

A Lei nº 9.964, de 10 de abril de 2000, instituiu o Programa de Recuperação Fiscal - REFIS, destinado à regularização de créditos da União decorrentes de débitos de pessoas jurídicas, relativos a tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal e pelo Instituto Nacional de Seguro Social – INSS.

Em 28 de abril de 2000, a Companhia protocolou pedido de adesão, conforme protocolo nº 46438401-2, firmado pela Secretaria da Receita Federal.

A COSERN incluiu no REFIS débitos relativos ao COFINS, INSS e Imposto de Renda, ajustados pela desistência de processos judiciais em curso e pela compensação com créditos fiscais adquiridos de terceiros, sem deságio, no montante de R$ 6.947, como demonstrado a seguir:

	IRPJ	INSS	COFINS	Total
Débitos incluídos no REFIS				
Principal	6.283	2.475	1.379	10.137
Juros/multa	1.169	4.536	2.411	8.116
Total das provisões	7.452	7.011	3.790	18.253
Ajustes				
Compensação com créditos fiscais		(4.535)	(2.412)	(6.947)
Desistência de processo judicial				
Principal	(2.536)			(2.536)
Multa e juros	(859)			(859)
	(3.395)	(4.535)	(2.412)	(10.342)
Dívida consolidada na data da adesão	4.057	2.476	1.378	7.911
Amortização				(1.621)
Incorporação de juros				671
Saldo em 31 de dezembro de 2000				6.961
Amortização				**(1.772)**
Incorporação de juros				**611**
Saldo em 31 de dezembro de 2001				**5.800**
Passivo Circulante				**1.861**
Exigível a longo prazo				**3.939**
				5.800

O ganho financeiro, decorrente da dispensa de multa e juros, no montante de R$ 859, foi contabilizado como item extraordinário no resultado do exercício. O saldo a recolher está contabilizado na rúbrica "Parcelamentos – tributos e contribuições".

O REFIS está sendo amortizado em 60 parcelas mensais consecutivas, iniciado em abril de 2000, atualizadas pela variação da TJLP. A legislação discrimina diversos motivos pelos quais a pessoa jurídica poderá ser excluída do REFIS, dentre os quais se destaca o inadimplemento, por três meses consecutivos ou seis alternados, relativamente a qualquer dos tributos e contribuições abrangidos pelo REFIS. A distribuição anual da amortização a longo prazo é a seguinte:

	2001	2000
2002	**-**	1.621
2003	**1.751**	1.621
2004	**1.751**	1.621
2005	**437**	405
	3.939	5.268

Estadual

Foi instituído, no âmbito do Estado do Rio Grande do Norte, através da Lei nº 7.875, de 13 de outubro de 2000, o Programa de Recuperação Fiscal/RN.

A admissão ao REFIS/RN dar-se-á por opção do contribuinte, podendo ser formalizada até o último dia útil do terceiro mês subseqüente ao da regulamentação da referida Lei, que se deu em 30 de outubro de 2000, através do Decreto nº 15.159.

Dispõe o referido programa que, ao optar pela quitação integral de seus débitos até 28 de novembro de 2000, o contribuinte ficará dispensado do pagamento dos juros e multas incidentes sobre tais débitos.

Desta forma, em 28 de novembro de 2000, a COSERN procedeu o recolhimento de R$ 1.044, à vista, relativo ao débito de ICMS remanescente de janeiro de 1997, conforme demonstrado a seguir:

	2000
Débito nominal de ICMS de janeiro/1997	893
Atualização monetária	151
Débito corrigido	1.044
Juros mora	876
Multa mora	42
	918
Total da dívida	1.962
Valor recolhido	(1.044)
Efeito no resultado do exercício	918

O ganho financeiro, decorrente da dispensa de multa e juros, no montante de R$ 918, foi contabilizado como item extraordinário no resultado do exercício de 2000.

22. Dividendos e juros sobre o capital próprio - Controladora

O artigo 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permitiu a dedutibilidade, para fins de imposto de renda e contribuição social, dos juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 31 de dezembro de 2001, decidiu pagar juros sobre o capital próprio, como distribuição de lucros no montante de R$ 38.528, correspondendo a R$ 0,2292356 por ação, os quais deverão ser imputados ao dividendo mínimo, pelo seu valor líquido do imposto de renda na fonte, conforme facultado pela Deliberação CVM nº 207 de 13 de dezembro de 1996.

Se não houvesse a opção do cálculo dos juros sobre o capital próprio, a base para os dividendos mínimos obrigatórios seria como segue:

	2001	2000
Lucro líquido do exercício	**102.932**	70.840
Efeitos fiscais pela opção de juros sobre o capital próprio (34% sobre JSCP)	**(13.100)**	(6.724)
Lucro líquido do exercício sem os efeitos fiscais dos juros sobre o capital próprio	**89.832**	64.116
Reserva legal teórica sobre o lucro acima	**(4.492)**	(3.206)
Base de cálculo para dividendos mínimos	**85.340**	60.910
	25%	25%
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	**21.335**	15.228
Imposto de renda retido sobre juros sobre capital próprio (*)	**5.775**	2.964
Valor do dividendo mínimo ajustado, calculado considerando o efeito do IRRF	**27.110**	18.192
Valor excedente ao dividendo mínimo obrigatório	**11.418**	46.142
Juros sobre capital próprio e dividendos provisionados	**38.528**	64.334

(*) Na parcela de juros distribuída a acionistas imunes, não ocorre a incidência de imposto de renda. Para os demais acionistas, resultaram uma alíquota efetiva de 15% em 2001 e em 2000.

23. Provisão para contingências - Controladora

	Controladora					
	2001			2000		
Contingência	No exercício	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais	No exercício	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais
Trabalhistas	**207**	**9.730**	**7.695**	955	10.418	8.149
Aumento de tarifa (Plano Cruzado)	**1.661**	**3.712**	**-**	(2.528)	2.051	-
Outros	**9.328**	**13.573**	**-**	2.963	4.443	-
Cíveis	**10.989**	**17.285**	**-**	435	6.494	-
COFINS	**(6.470)**	**1.665**	**-**	(1) 943	8.135	-
INSS	**71**	**758**	**-**	(1) 75	687	-
PIS	**(2.376)**	**313**	**-**	(1) 313	2.689	-
IPTU		**313**	**-**	313	313	-
IR	**(136)**	**1.668**	**-**	(1) (6.376)	1.804	-
CSSL	**91**	**1.050**	**-**	(1) 420	959	-
Fiscais	**(1) (8.820)**	**5.767**	**-**	(4.312)	14.587	-
TOTAL	**2.376**	**32.782**	**7.695**	(2.922)	31.499	8.149

(1) Estes valores são debitados nas respectivas contas de resultado, não fazendo parte da despesa de provisão para contingências.

a) Trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas movidas contra a Companhia, envolvendo salário complessivo, pagamento de resíduo salarial, pagamento de horas extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial e outras.

b) Aumento de tarifa (Plano Cruzado)

A COSERN é citada em demandas judiciais nas quais alguns consumidores industriais questionam a legalidade e pleiteiam a restituição de valores envolvidos na majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme Portarias DNAEE nº 38/86 e 45/86, de 27 de janeiro e 4 de março de 1986. Não é possível prever o resultado final das ações, tendo diversas outras companhias obtido êxito parcial nos pleitos dos consumidores. Para fazer face a eventuais contingências advindas desses pleitos, a Companhia mantém provisionado, de acordo com a opinião de seus consultores jurídicos, o montante de R$ 3.712 (R$ 2.051 em 31 de dezembro de 2000), relacionado com o diferencial de alíquota cobrado no período de março a novembro de 1986, dos consumidores industriais, acrescidos dos encargos moratórios, cujo montante é considerado suficiente.

c) Outras cíveis

Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais, de pessoas físicas e jurídicas, das quais a COSERN é ré, envolvendo danos morais e materiais.

d) Fiscais

Refere-se a processos e procedimentos administrativos em que a COSERN é autora, mantém os valores envolvidos conservadoramente provisionados na rubrica Contingências fiscais, visando uma melhor apresentação das demonstrações contábeis.

e) IPTU

Refere-se a autos de infração lavrados pelo fisco municipal, dos quais a Companhia vem se defendendo.

A Administração da Companhia, com base em parecer dos seus consultores jurídicos quanto às perspectivas de êxito dessas demandas, entende que a provisão constituída é suficiente para cobrir eventuais perdas.

24. Outras contas a pagar

	Controladora		Consolidado
Outras contas a pagar	**2001**	2000	**2001**
Taxa de iluminação pública – TIP	**1.325**	1.480	**1.325**
Empréstimo compulsório	**965**	643	**965**
Participação nos lucros	**-**	2.871	**-**
Provisão FNDCT	**744**	230	**744**
Outros	**(204)**	790	**(204)**
	2.830	6.014	**2.830**

25. Contribuição social diferida passiva – Controladora

A COSERN registra os efeitos contábeis relativos à base de cálculo negativa, a incorrer na apuração da contribuição social sobre o saldo a ser depreciado da Correção Monetária Complementar, no montante de R$ 1.949 (R$ 2.322 em 31 de dezembro de 2000).

26. Capital Social

O capital social totalmente subscrito em 31 de dezembro de 2001 e 2000, representa R$ 140.413 e sua composição por classe de ações e principais acionistas é a seguinte

									Número de ações em milhares	
	Ordinárias						Preferenciais		Total	%
Acionistas	**Única**	**%**	**A**	**%**	**B**	**%**	**C**	**%**		
COELBA	80.946	62,4	13.480	78,7	2.185	62,7	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S/A	39.678	30,6	1.656	9,7	1.093	31,4	-	-	42.427	25,2
Uptick Participações S/A	7.577	5,8	951	5,5	206	5,9	1.047	5,9	9.781	5,8
Iberdrola Energia do Brasil Ltda	1.269	1,0	886	5,2	-	-	-	-	2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,9	-	-	-	-	426	0,3
	129.746	100,0	17.123	100,0	3.484	100,0	17.721	100,0	168.074	100,0

Somente as ações ordinárias conferem direito a voto nas deliberações da Assembléia Geral, na proporção de um voto por ação. São asseguradas as seguintes vantagens às ações preferências:

I) As ações preferenciais da classe A terão prioridade no recebimento de dividendo anual mínimo de 8% (oito por cento), calculado sobre a parcela do capital social constituída por essa classe de ações e rateado entre elas em partes iguais.

II) As ações preferenciais das classes B e C terão prioridade no recebimento de dividendo anual mínimo de 10% (dez por cento), calculado sobre a parcela do capital social constituída por essas classes de ações e rateado entre elas em partes iguais.

III) Prioridade de reembolso do seu valor.

De acordo com o previsto no estatuto social da COSERN, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária respeitada a remuneração mínima de 8% do Capital Social para as ações preferenciais Classe A e 10% para as ações preferenciais Classes B e C.

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, limitada a 20% do capital social.

27. Fornecimento e suprimento de energia elétrica - controladora

	N.º de consumidores (1)		MWh (1)		R$ mil	
	2001	2000	**2001**	2000	**2001**	2000
Consumidores						
Residencial	**656.082**	610.055	**768.097**	887.134	**146.529**	166.123
Industrial	**4.544**	4.088	**811.692**	842.823	**94.767**	83.431
Comercial, serviços e outros	**53.166**	47.487	**394.325**	448.001	**73.734**	73.411
Rural	**19.575**	16.011	**202.316**	146.647	**15.178**	12.439
Poder Público	**8.945**	8.748	**126.941**	146.032	**23.512**	23.935
Iluminação Pública	**1.255**	720	**110.931**	145.633	**12.539**	15.309
Serviço Público	**1.271**	1.191	**179.288**	157.968	**22.306**	22.293
Fornecimento não Faturado	**-**	-	**-**	-	**(1.589)**	1.241
	744.838	688.300	**2.593.591**	2.774.238	**386.976**	398.182
Recomposição tarifária	**-**	-	**-**	-	**115.830**	-
Energia livre	**-**	-	**-**	-	**29.677**	-
Suprimento e MAE	**1**	3	**112.887**	360.159	**28.300**	45.530
Outras receitas	**-**	-	**-**	-	**3.307**	5.204
	744.839	688.303	**2.706.478**	3.134.397	**564.090**	448.916

(1) Não auditado

28. Compra e venda de energia elétrica de curto prazo no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE

Nos exercícios de 2001 e 2000 a COSERN efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, conforme a seguir demonstrado:

	2001		2000	
	R$ mil	**MWh (1)**	R$ mil	MWh (1)
Compra	**6.840**	**10.000**	-	-
Venda	**28.300**	**112.662**	45.526	360.159

(1) Não auditado

Seguindo determinação do órgão regulador, a COSERN procedeu a contabilização das transações ocorridas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, embasando-se em normas específicas para esse fim, constantes do Ofício nº 154/2002.

29. Despesas operacionais

	Controladora		**Consolidado**
Despesa de Pessoal	**2001**	2000	**2001**
Remunerações	**12.384**	11.488	**12.384**
Encargos sociais	**5.365**	5.556	**5.365**
Auxílio alimentação	**925**	762	**925**
Convênio assistencial e outros benefícios	**1.173**	945	**1.173**
Incentivo a aposentadoria e PIDV	**632**	1.296	**632**
Contencioso trabalhista	**4.412**	7	**4.412**
Participação nos resultados	**-**	2.646	**-**
(-) Transferências para imobilizações em curso	**(977)**	(693)	**(977)**
	23.914	22.007	**23.914**

30. Energia elétrica comprada para revenda

	2001		2000	
	R$ mil	(1) **MWh**	R$ mil	**(1)** MWh
Energia comprada	**148.319**	**4.042.052**	117.641	113.861.211

(1) Não auditado

31. Provisões operacionais

	Controladora		Consolidado
	2001	2000	**2001**
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	**15.886**	2.768	**15.886**
Provisões para contingências	**10.989**	1.703	**10.989**
Outras	**1.912**	230	**1.912**
	28.787	4.701	**28.787**

32. Resultado não operacional

	Controladora		Consolidado
	2001	2000	**2001**
Ganho na desativação de bens e direitos	**194**	55	**194**
Ganho na alienação de bens e direitos	**394**	102	**394**
Outras receitas não operacionais	**57**	666	**57**
Total de Receitas	**645**	823	**645**
Perda na desativação de bens e direitos	**(1.408)**	(3.495)	**(1.408)**
Perda na alienação de bens e direitos	**(225)**	-	**(225)**
Outras despesas não operacionais	**(28)**	(202)	**(28)**
Total das despesas	**(1.661)**	(3.697)	**(1.661)**
Total do Resultado não operacional	**(1.016)**	(2.874)	**(1.016)**

33. Reconciliação da alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social

A conciliação entre o lucro antes do imposto de renda e contribuição social e a base de cálculo do imposto de renda e contribuição social referentes a 2001 e 2000 estão demonstrada abaixo:

	2001		2000	
Base de Cálculo para Imposto de Renda	**Pelo Resultado contábil**	**Pelo Resultado Fiscal**	Pelo Resultado Contábil	Pelo Resultado Fiscal
Lucro antes do Imposto de Renda	**87.192**	**87.192**	69.903	69.903
Adições/Exclusões ao resultado contábil decorrente de despesas não dedutíveis, líquidas das receitas não tributáveis	**-**	**(19.168)**	-	(11.919)
Base de Cálculo para Imposto de Renda	**87.192**	**68.024**	69.903	57.984
Alíquota	**25%**	**25%**	25%	25%
Imposto de Renda	**21.798**	**17.006**	17.476	14.496
PAT – Programa de Alimentação do Trabalhador e Lei Rouanet	**(310)**	**(310)**	-	(332)
Despesa com Imposto de renda	**21.488**	**(1)**	17.476	(1)
		16.696		14.164

Base de Cálculo para Contribuição Social	2001		2000	
	Pelo Resultado contábil	**Pelo Resultado Fiscal**	Pelo Resultado Contábil	Pelo Resultado Fiscal
Lucro antes da Contribuição Social	**87.192**	**87.192**	69.903	69.903
Adições ao resultado contábil decorrente de despesas não dedutíveis, líquidas das receitas não tributáveis	**-**	**(15.359)**	-	(12.381)
Base de Cálculo para Contribuição Social	**87.192**	**71.833**	69.903	57.522
Alíquota (9%)	**7.847**	**6.465**	6.291	5.177
Reversão da Contribuição Social diferida passiva	**-**	**(372)**	-	(501)
Despesa com Contribuição Social	**7.847**	**6.093**	6.291	4.676

(1) As despesas com imposto de renda e contribuição social demonstradas na coluna pelo resultado fiscal foram contabilizadas no resultado do exercício.

34. Instrumentos financeiros

Considerando os termos da Instrução Normativa CVM nº 235/95, a Cosern e sua controlada procederam a uma avaliação de seus ativos e passivos contábeis em relação aos valores de mercado, por meio de informações disponíveis e metodologias de avaliação apropriadas.

Os saldos das contas a receber e a pagar registradas no circulante aproximam-se dos valores de mercado, devido ao vencimento em curto prazo desses instrumentos.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Sociedade podem ser assim enumerados:

a) Risco de Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade da perda por conta de aumento nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. A COSERN, visando assegurar que oscilações significativas na cotação das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, mantém operações de "swap". Em 31 de dezembro de 2001, a Sociedade possuía operações de "hedge" cambial representando 100,00% do endividamento em moeda estrangeira.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2001, a Companhia apurou um resultado negativo nas operações de "hedge" cambial no montante de R$ 25.339, devidamente contabilizados.

b) Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade de da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A COSERN considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

c) Risco de Crédito

O risco surge da possibilidade de a COSERN vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco, a Sociedade realiza análise de crédito, para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência e monitora as contas a receber de consumidores, cortando o fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira e aos procedimentos de controle.

35. Transações com partes relacionadas

As operações relevantes com partes relacionadas foram realizadas a preços de mercado, em condições semelhantes às que seriam aplicáveis a empresas não relacionadas, e estão registradas no balanço patrimonial de acordo com a natureza da transação, como segue:

		2001		2000	
Parte relacionada	**Natureza da operação**	**Passivo**	**Despesa**	Passivo	Despesa
Iberdrola Energia S/A	Assistência técnica (performance fee)	**3.281**	**3.989**	3.890	4.579
Iberdrola Cons. e Serviço	Confecção de calendários	**3**	**3**	-	-
Iberdrola S/A	Serviços de consultoria	**241**	**104**	201	-
Amara Brasil	Administração de almoxarifado	**57**	**1.065**	28	899
Gamesa Comercial Brasil	Serviços de engenharia	**-**	**200**	19	72
IBENBRASIL	Serviço de Engenharia	**260**	**1.827**	206	1.022
Tracol Serv. Elétricos S/A	Manutenção/recuper. equipamentos	**153**	**1.367**	91	193
FASERN	Parcelamento de débitos	**6.339**	**630**	9.324	1.215
Guaraniana S.A.	Cessão de créditos fiscais (REFIS)	**-**	**536**	6.872	244
Coelba	Materiais	**89**	**857**	-	-
		10.423	**10.578**	20.631	8.224

	2001					2000
	Circulante	**Longo prazo**	**Total**	Circulante	Longo prazo	Total
Fornecedores	**562**	**-**	**562**	407	-	407
Sociedades controladas e ligadas	**3.522**	**-**	**3.522**	5.842	5.058	10.900
Entidade de previdência privada	**3.121**	**3.218**	**6.339**	3.157	6.167	9.324
Total	**7.205**	**3.218**	**10.423**	9.406	11.225	20.631

A cessão de créditos fiscais, pela Guaraniana S.A, visou a compensação de débito fiscal da COSERN no Programa de Recuperação Fiscal - REFIS. A forma de pagamento à Guaraniana segue as mesmas condições do parcelamento do REFIS, ou seja, 60 parcelas mensais e atualização pela variação da taxa de juros de longo prazo - TJLP.

Em dezembro de 2001, os contratos de cessão de créditos fiscais firmados com a Guaraniana, foram renegociados e liquidados com deságio de 85%, gerando um efeito positivo no resultado de R$ de 6.984.

36. Demonstração do resultado segregado por atividade

Em atendimento às instruções e orientações da ANEEL, apresentamos as demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2001, das Unidades de Negócio: Distribuição (DIS), Comercialização (COM), Atividades não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia (AV) e o Consolidado (CONS).

	Controladora - 2001		
ATIVO	**DIS**	**AV**	**Total**
Circulante			
Numerário disponível	**28.482**	-	**28.482**
Consumidores, concessionárias e permissionárias	**184.767**	-	**184.767**
Títulos a receber	**28.731**	-	**28.731**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	**(20.518)**	-	**(20.518)**
Recomposição tarifária do racionamento	**16.639**	-	**16.639**
Energia livre – racionamento	**4.740**	-	**4.740**
Bônus do racionamento (líquido de acréscimo à tarifa)	**7.523**	-	**7.523**
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	**3.614**	-	**3.614**
Serviços em curso	**3.294**	-	**3.294**
Estoque	**1.129**	-	**1.129**
Tributos a compensar	**9.334**	-	**9.334**
Contribuição social diferida	**8.603**	-	**8.603**
Benefício fiscal – ágio incorporação controladora	**-**	**9.423**	**9.423**
Outros créditos	**2.742**	**-**	**2.742**
	279.080	**9.423**	**288.503**
Realizável a longo prazo			
Títulos a receber	**42.055**	-	**42.055**
Recomposição tarifária do racionamento	**99.191**	-	**99.191**
Energia livre - racionamento	**26.020**	-	**26.020**
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	**6.744**	-	**6.744**
Gasto incremental com racionamento a recuperar	**4.045**	-	**4.045**
Depósitos judiciais	**7.695**	-	**7.695**
Imposto de renda e contribuição social diferidos	**30.396**	-	**28.578**
Bens e direitos destinados a alienação	**35**	-	**35**
Benefício fiscal – ágio incorporação controladora	**-**	**189.553**	**189.553**
Outros créditos	**8.177**	-	**8.177**
	224.358	**189.553**	**413.911**
Permanente			
Investimentos	**52.745**	**-**	**52.745**
Imobilizado	**306.654**	**-**	**306.654**
Diferido	**355**	**-**	**355**
	359.754	**-**	**359.754**
Total do ativo	**863.192**	**198.976**	**1.062.168**

	Controladora – 2001		
PASSIVO	**DIS**	**AV**	**Total**
Circulante			
Fornecedores	**52.153**	-	**52.153**
Energia livre – racionamento	**4.573**	-	**4.573**
Folha de pagamento	**732**	-	**732**
Encargos de dívidas	**30.354**	-	**30.354**
Empréstimos e financiamentos	**98.362**	-	**98.362**
Debêntures	**37.500**	-	**37.500**
Taxas regulamentares	**1.794**	-	**1.794**
Entidade de previdência privada	**3.121**	-	**3.121**
Tributos e contribuições sociais	**22.893**	-	**22.893**
Parcelamento – tributos e contribuições	**1.861**	-	**1.861**
Dividendos e juros sobre capital próprio	**32.959**	-	**32.959**
Obrigações estimadas	**18.668**	-	**18.668**
Provisão para contingências	**32.782**	-	**32.782**
Débitos com pessoas ligadas	**3.523**	-	**3.523**
Adiantamentos recebidos	**417**	-	**417**
Outras contas a pagar	**2.830**	-	**2.830**
	344.522	-	**344.522**
Exigível a longo prazo			
Energia livre – racionamento	**25.104**	-	**25.104**
Empréstimos e financiamentos	**194.633**	-	**194.633**
Debêntures	**18.750**	-	**18.750**
Entidade de previdência privada	**3.218**	-	**3.218**
Contribuição social diferida	**1.949**	-	**1.949**
Parcelamento - tributos e contribuições	**3.939**	-	**3.939**
	247.593	-	**247.593**
Patrimônio líquido			
Capital social	**140.413**	-	**140.413**
Reservas de capital	**6.783**	216.927	**223.710**
Reservas de lucros	**123.881**	(17.951)	**105.930**
	271.077	198.976	**470.053**
Total do passivo	**863.192**	198.976	**1.062.168**

	Controladora - 2001		
DISTRIBUIÇÃO	**DIS**	**AV**	**Total**
Receita operacional			
Fornecimento de energia elétrica	386.976	-	386.976
Suprimento de energia elétrica	28.300	-	28.300
Receita de recomposição tarifária do racionamento	115.830	-	115.830
Energia livre – repasse a geradora	29.677	-	29.677
Outras receitas operacionais	3.307	-	3.307
	564.090	**-**	**564.090**
Deduções à receita operacional			
ICMS	(63.715)	-	(63.715)
PIS	(3.681)	-	(3.681)
COFINS	(16.989)	-	(16.989)
ISS	(8)	-	(8)
Quota para reserva global de reversão – RGR	(4.427)	-	(4.427)
	(88.820)	**-**	**(88.820)**
Receita operacional líquida	**475.270**	**-**	**475.270**
Despesas operacionais			
Pessoal	(23.914)	-	(23.914)
Administradores	(2.022)	-	(2.022)
Entidade de previdência privada	(1.057)	-	(1.057)
Material	(3.383)	-	(3.383)
Serviços de terceiros	(26.609)	-	(26.609)
Energia livre – repasse a geradora	(29.677)	-	(29.677)
Energia elétrica comprada para revenda	(148.319)	-	(148.319)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(26.112)	-	(26.112)
Subvenção - conta consumo de combustível – CCC	(8.813)	-	(8.813)
Taxa de fiscalização	(876)	-	(876)
Depreciação e amortização	(27.205)	-	(27.205)
Provisões (líquidas de reversões)	(28.787)	-	(28.787)
Outras despesas	(5.212)	-	(5.212)
	(331.986)	**-**	**(331.986)**
Resultado do serviço	**143.284**	**-**	**143.284**
Receitas (despesas) financeiras			
Renda de aplicações financeiras	1.736	-	1.736
Variação monetária e acréscimo moratório - energia vendida	3.936	-	3.936
Variações monetárias, líquidas	35.194	-	35.194
Encargos de dívidas (líquido de R$ 3 transferido para o custo de obra em 2001 – nota 25)	(33.550)	-	(33.550)
Operações de swap (líquidas)	(25.339)	-	(25.339)
Outras despesas (receitas) financeiras, líquidas	11.571	-	11.571
	(6.452)	-	(6.452)
Juros sobre o capital próprio	(38.528)	-	(38.528)
	(44.980)	**-**	**(44.980)**
Resultado operacional	**98.304**	**-**	**98.304**
Receitas não operacionais	647	-	647
Despesas não operacionais	(1.663)	-	(1.663)
Resultado não operacional	**(1.016)**	**-**	**(1.016)**
		-	
Lucro antes dos itens extraordinários	**97.288**	**-**	**97.288**
Itens incomuns			
Amortização de ágio e reversão da provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido	**-**	**(10.096)**	**(10.096)**
Lucro antes do imposto de renda, contribuição social e reversão dos juros sobre capital próprio	**97.288**	**(10.096)**	**87.192**
Imposto de renda e contribuição social	(32.884)	10.096	(22.788)
Lucro antes da reversão dos juros sobre capital próprio	**64.404**	**-**	**64.404**
Reversão dos juros sobre capital próprio	38.528	-	38.528
Lucro líquido do exercício	**102.932**	**-**	**102.932**
Lucro líquido por ação do capital realizado no fim do exercício (em reais)	**0,61**	**-**	**0,61**

37. Seguros

Os seguros contratados, principalmente contra incêndios, estão de acordo com a política da Companhia com relação à cobertura de seus ativos, a qual é baseada no grau de risco de sinistro a que está sujeito cada item do ativo isoladamente.

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros está demonstrada a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância Segurada	Prêmio
R.N. SE's e Usinas	31/03/2002	21.617	20
R.N. Incêndio – Imóveis próprios e locados/conteúdo	31/03/2002	8.765	8
Responsabilidade civil	31/03/2002	1.800	39

Equipamentos nomeados – SE's e Usinas - Pela apólice contratada estão cobertas as subestações e usinas, nomeando os principais equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites máximos de indenização. Tem cobertura securitária básica de incêndio, queda de raios e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra possíveis danos elétricos.

Riscos nomeados – imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros) e almoxarifados - com respectivos conteúdos, conforme Política de Gerência de Riscos e Seguros vigente, cobertura securitária básica de incêndio, queda de raios e explosão de qualquer natureza.

Responsabilidade civil – cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em conseqüência das operações comerciais e/ou industriais da Companhia.

Estas coberturas são coerentes com a política vigente, para uma distribuidora, no Brasil. Não se justifica cobertura para linhas de transmissão, por ausência de sinistros em histórico sem horizonte. Não é justificável (custo x benefício) contratação de coberturas "All Risks" para a COSERN.

38. Eventos subseqüentes

38.1. Manual de Contabilidade do Serviço de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo um documento denominado de Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, contendo o Plano de Contas, instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações econômicas e financeiras resultando em alterações nas práticas contábeis e de divulgação, até então aplicáveis, às empresas do setor. As normas contidas no referido Manual são de aplicação compulsória a partir de 1º de janeiro de 2002.

A Companhia entende que não haverá efeitos significativos nas demonstrações contábeis em relação as atuais práticas contábeis.

38.2. Fim do Racionamento

A Resolução no 117, de 19 de fevereiro de 2002, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, dispõe que a partir de 1º de março de 2002, fica extinto o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica. Extingue também, a partir daquela data, a sobretaxa sobre eventuais excedente de consumo em relação às metas vigentes para o mês de fevereiro de 2002.

Dispõe ainda que:

- O bônus referente ao faturamento do mês de março fica mantido para as classes de consumidores que a ele fazem jus.
- O eventual saldo positivo da conta especial que apura os gastos incorridos com o racionamento, se não ressarcidos, será integralmente compensado nas tarifas, na forma a ser disciplinada pela ANEEL.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA – NÃO AUDITADA

	Controladora		Consolidado
	2001	2000	**2001**
Atividades Operacionais			
Lucro líquido do exercício	**102.932**	70.840	**102.932**
Despesas (receitas) que não afetam o caixa e equivalentes de caixa			
Depreciação	**27.205**	23.016	**27.215**
Amortização do diferido	**672**	476	**673**
Amortização do ágio incorporado e reversão da provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido	**10.096**	7.855	**10.096**
Variações monetárias e cambiais e juros do longo prazo, líquidos	**(9.907)**	(287)	**(9.907)**
Variações monetárias e cambiais e juros do curto prazo, líquidos	**(5.176)**	17.695	**(5.102)**
Valor residual do ativo permanente baixado	**1.065**	3.013	**1.065**
Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos	**10.018**	9.217	**10.018**
Contribuição social diferida passiva	**(373)**	(501)	**(373)**
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	**3.381**	2.768	**3.381**
Provisão para contingências	**11.196**	1.703	**11.196**
	48.177	64.955	**48.262**
Variações no ativo circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	**(21.942)**	(74.382)	**(21.942)**
Títulos a receber	**(32.301)**	20.332	**(32.301)**
Recomposição tarifária do racionamento	**(16.639)**	-	**(16.639)**
Energia livre – racionamento	**(4.740)**	-	**(4.740)**
Bônus do racionamento (líquido de acréscimo à tarifa - ANEEL)	**(7.523)**	-	**(7.523)**
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	**(3.614)**	-	**(3.614)**
Serviços em curso	**(2.181)**	(642)	**(2.181)**
Tributos a compensar	**488**	(6.675)	**483**
Imposto de renda e contribuição social diferidos	**12.130**	-	**12.130**
Estoques	**8**	1.632	**8**
Outros créditos	**3.995**	(1.280)	**3.955**
	(72.319)	(61.015)	**(72.364)**
Variações no passivo circulante			
Fornecedores	**26.880**	3.986	**36.711**
Energia livre – racionamento	**4.573**	-	**4.573**
Folha de pagamento	**(903)**	1.046	**(897)**
Encargos de dívidas	**27.395**	9.818	**27.395**
Taxas regulamentares	**(800)**	155	**(800)**
Entidade de previdência privada	**2.839**	(227)	**2.839**
Tributos e contribuições sociais	**7.754**	(1.974)	**7.820**
Parcelamento – tributos e contribuições sociais	**168**	(2.254)	**168**
Dividendos e juros sobre o capital próprio	**(31.598)**	37.991	**(31.598)**
Obrigações estimadas	**17.210**	(8.719)	**17.210**
Provisão para contingências	**(9.900)**	(6.960)	**(9.900)**
Débitos com pessoas ligadas	**(2.319)**	4.034	**(2.319)**
Outras contas a pagar	**(6.334)**	(39.915)	**(6.334)**
	34.965	(3.019)	**44.868**
Subtotal (a transportar)	**113.755**	71.761	**123.698**

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA – NÃO AUDITADA - CONTINUAÇÃO

	Controladora		Consolidado
	2001	2000	**2001**
Subtotal (de transporte)	**113.755**	71.761	**123.698**
Variações no realizável a longo prazo			
Títulos a receber	**9.544**	4.520	**9.544**
Recomposição tarifária do racionamento	**(99.191)**	-	**(99.191)**
Energia livre – racionamento	**(26.020)**	-	**(26.020)**
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	**(6.744)**	-	**(6.744)**
Gastos incrementais com racionamento a recuperar	**(4.045)**	-	**(4.045)**
Depósitos judiciais	**86**	(866)	**86**
Imposto de renda e contribuição social diferidos	**(15.766)**	-	**(15.766)**
Outros créditos	**(3.891)**	(1.560)	**(3.876)**
	(146.027)	2.094	**(146.012)**
Variações no exigível a longo prazo			
Energia livre – racionamento	**25.104**	-	**25.104**
Entidade de previdência privada	**(3.051)**	(661)	**(3.051)**
Débitos com pessoas ligadas	**(5.454)**	4.848	**(5.094)**
Parcelamento - tributos e contribuições	**(1.772)**	(3.784)	**(1.772)**
	14.827	403	**15.187**
Disponibilidades originadas (aplicadas) nas atividades operacionais	**(17.445)**	74.258	**(7.127)**
Atividades de investimento			
Investimentos	**(52.596)**	-	**(112.333)**
Imobilizado	**(52.494)**	(44.735)	**(63.603)**
Diferido	-	(1.502)	**-**
Disponibilidades originadas (aplicadas) nas atividades de investimentos	**(105.090)**	(46.237)	**(175.936)**
Atividades de financiamento			
Recebimento pela emissão de ações de capital	**-**	-	**76.193**
Empréstimos e financiamentos e debêntures:			
Captação	**162.846**	221.785	**162.846**
Pagamento	**(14.465)**	(185.062)	**(14.465)**
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	**(38.531)**	(26.342)	**(38.531)**
Ágio na emissão de debêntures	-	375	**-**
	109.850	10.756	**186.043**
Efeito das atividades no caixa e equivalentes de caixas	**(12.685)**	38.777	**2.980**
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	**41.169**	2.392	**41.183**
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	**28.484**	41.169	**44.163**
Variação no caixa e equivalentes de caixa	**(12.685)**	38.777	**2.980**

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO – NÃO AUDITADA

	Controladora			
	2001		2000	
Receitas		**%**		**%**
Venda de energia e serviços	**564.090**		448.916	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	**(8.261)**		(2.768)	
Resultado não operacional (exceto PIS e COFINS)	**(1.007)**		(2.847)	
	554.822		443.301	
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica e uso da rede	**204.108**		142.192	
Material e serviços de terceiros	**30.134**		28.390	
Outros insumos adquiridos	**21.329**		7.814	
	255.571		178.396	
(=) Valor adicionado bruto	**299.251**		264.905	
(-) Retenções				
Quotas de reintegração	**27.205**		23.016	
Amortização de ágio incorporado	**10.096**		7.855	
	37.301		30.871	
(=) Valor adicionado líquido	**261.950**		234.034	
(+) Valor adicionado transferido - Receitas financeiras	**57.738**		20.534	
(=) Valor adicionado a distribuir	**319.688**		254.568	
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal				
Remuneração – pessoal próprio	**21.104**	**6,6**	17.506	6,9
Remuneração – administradores	**2.104**	**0,7**	2.316	0,9
FGTS	**1.256**	**0,4**	1.113	0,4
Previdência privada	**1.057**	**0,3**	1.215	0,5
Convênio assistencial e outros benefícios	**1.702**	**0,5**	1.639	0,6
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	**632**	**0,2**	1.296	0,5
Custos imobilizados	**(4.972)**	**(1,5)**	(3.958)	(1,5)
	22.883	**7,2**	21.127	8,3
Governo				
INSS (sobre folha de pagamento)	**4.109**	**1,3**	4.443	1,7
ICMS	**63.715**	**19,9**	66.264	26,0
Imposto de renda e contribuição social	**22.788**	**7,1**	18.840	7,4
PIS e COFINS	**21.720**	**6,8**	17.165	6,7
Obrigações intra-setorias	**15.822**	**5,0**	15.447	6,1
Outros	**2.260**	**0,7**	2.072	0,8
	130.414	**40,8**	124.231	48,8
Financiadores				
Juros e variações monetárias	**61.981**	**19,4**	32.976	13,0
Aluguéis	**310**	**0,1**	1.277	0,5
Outros	**1.168**	**0,3**	4.117	1,6
	63.459	**19,8**	38.370	15,1
Acionistas				
Dividendos declarados	**-**	**-**	47.521	18,7
Juros sobre capital próprio	**38.528**	**12,1**	19.777	7,8
Reserva legal	**5.147**	**1,6**	3.542	1,4
Reserva de retenção de lucro	**59.257**	**18,5**	-	-
	102.932	**32,1**	70.840	27,8
Valor adicionado distribuído	**319.688**	**100,0**	254.568	100,0

Nota explicativa à demonstração do valor adicionado – DVA (Não auditada)

A Demonstração do Valor Adicionado – DVA, foi elaborada com base nos parâmetros definidos no Ofício Circular CVM/SNC/SEP/Nº 01/00. Utilizando modelo elaborado pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeira da USP – FIPECAFI, a COSERN procurou evidenciar a riqueza gerada pela concessionária. No exercício de 2001, o montante gerado foi de R$ 319.689 (R$ 254.659 em 2000). Este valor foi integralmente distribuído com os empregados, governo, sociedade e acionistas.

BALANÇO SOCIAL – NÃO AUDITADO

						Controladora
1 - Base de cálculo	**2001**			2000		
1.1 - Receita líquida	**475.270**			361.135		
1.2 - Resultado operacional	**98.306**			78.885		
1.3 - Folha de pagamento	**14.612**			14.135		
	Valor	**% s/1.3**	**% s/1.1**	Valor	% s/1.3	% s/1.1
2 - Indicadores sociais internos						
2.1 – Alimentação	**849**	**5,81**	**0,20**	836	5,91	0,23
2.2 - Encargos sociais compulsórios	**5.364**	**36,71**	**1,24**	5.556	39,31	1,54
2.3 - Previdência privada	**1.247**	**8,53**	**0,29**	1.388	9,82	0,38
2.4 – Saúde	**561**	**3,84**	**0,13**	543	3,84	0,15
2.5 – Educação	**176**	**1,20**	**0,04**	222	1,57	0,06
2.6 - Creches/auxílio creche/ benefício pré-escola	**114**	**0,78**	**0,03**	163	1,15	0,05
2.7 - Participação nos lucros ou resultados	**2.635**	**18,03**	**0,55**	498	3,52	0,14
2.8 - Outros benefícios	**345**	**2,36**	**0,08**	236	1,67	0,07
Total indicadores sociais internos (2.1 a 2.8)	**11.221**	**77,26**	**2,56**	9.442	66,79	2,61
3 - Indicadores sociais externos						
3.1 - Tributos (excluídos encargos sociais)	**108.827**	**744,78**	**25,20**	104.371	738,39	28,90
3.2 - Investimentos na cidadania						
3.2.1 - Educação e cultura	**1.256**	**8,60**	**0,29**	603	4,27	0,17
3.2.2 - Doações e contribuições	**-**	**-**		-	-	
3.2.3 – Outros	**5**	**0,03**	**0,00**	6	0,04	- 0,00
3.3 - Investimentos em meio ambiente:						
3.3.1 - Relacionados com a operação da empresa	**-**	**-**	**-**	-	-	
Total dos indicadores sociais (3.1 a 3.3)	**110.088**	**753,41**	**25,49**	104.980	742,70	- 29,07

		Controladora
4 - Indicadores do Corpo Funcional	**2001**	2000
4.1 - N.º de empregados ao final do período	**618**	597
4.1.1 - Escolaridade dos empregados:		
Superior e extensão universitária	**162**	163
Superior incompleto	**37**	40
2º Grau	**328**	297
2º Grau incompleto	**23**	25
1º Grau	**47**	49
1º Grau incompleto	**12**	13
Primário	**5**	5
Primário incompleto	**4**	5
4.1.2 - Faixa etária dos empregados:		
Abaixo de 30 anos	**64**	38
de 30 à 40 anos	**265**	256
de 41 à 50 anos	**267**	287
acima de 50 anos	**22**	16
4.2 - N.º de admissões durante o período	**103**	33
4.3 - N.º de mulheres que trabalham na empresa	**137**	136
4.4 - N.º de cargos gerenciais na Cosern	**71**	64
4.4.1 - Cargos gerenciais-mulheres % Sobre 4.3	**8,0%**	8,1%
4.4.2 - Cargos gerenciais-mulheres % Sobre 4.4	**15,5%**	17,2%
4.5 - N.º de empregados portadores de deficiência	**13**	6
4.6 - N.º de dependentes	**1.882**	1.634
4.7 - N.º de estagiários	**21**	10
5 - Investimentos Sociais		
5.1 - Programa de combate desperdício	**1.849**	311
5.2 - Programa de desenvolvimento e pesquisa	**959**	634

Utilizando o modelo desenvolvido pelo Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômica – IBASE, a COSERN procurou evidenciar os principais indicadores sociais que representam a sua responsabilidade com a comunidade na qual está inserida.

Em 2001, receberam apoio da COSERN projetos culturais, principalmente nas áreas de teatro, música, dança, artes plásticas, literatura e cinema. O investimento da concessionária nesses projetos foi da ordem de R$ 1,2 milhão. Com esse apoio, a concessionária procurou aproveitar ao máximo os incentivos fiscais propiciados pelas Leis nº 8.313/91 (Lei Rouanet) e 7.999/99 (Lei Câmara Cascudo), com vistas a reter e direcionar para o desenvolvimento dos meios culturais do próprio Estado, recursos que, de outro modo, reverteriam ao Governo Federal sob a forma de imposto de renda e ao Governo Estadual sob a forma de ICMS. Os projetos apoiados pela concessionária versam geralmente sobre temas e formas de expressão típicas do estado do Rio Grande do Norte, de acordo com as metas e prioridades das políticas culturais do governo estadual.

Conselho de Administração

Presidente
ROOSEVELT RUI DOS SANTOS

Vice-Presidente
ALFONSO ESPINOSA DE LOS MONTEROS HERRERA

Conselheiros
ALEXANDER DIÓGENES FERREIRA GOMES
FERNANDO MANUEL PEREIRA AFONSO RIBEIRO
MONICA FERNÁNDEZ DOMÍNGUEZ
JOÃO OTÁVIO NORONHA
JOSÉ ALTINO BEZERRA
PEDRO DAMÁSIO COSTA NETO

Diretoria

Pedro Nebreda Perez
Diretor-Presidente

José Roberto Bezerra de Medeiros
Vice-Presidente e Diretor de Coordenação Territorial

Tereza Maria Dantas Vilar
Diretora de Gestão de Ativos

Javier Bon
Diretor Comercial

Emmanuel Sampaio Lôpo
Diretor de Economia, Finanças e de Relações com Investidores

Luiz Takira Tamagusuku
Diretor de Recursos Humanos e Serviços Gerais

Contador
Atelmo Ferreira de Oliveira
CRC 4.408/RN

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIAÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ	6 - NIRE
01813-9	**CIA. ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE**	08.324.196/0001-81	-

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO)						2 - BAIRRO OU DISTRITO		5 - UF
Rua Mermoz, 150						Baldo		RN
3 - CEP	4 - MUNICÍPIO							
59025-250	Natal							
6 - DDD	7 - TELEFONE	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEX	11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX	14 - FAX
84	215-6104	215-6105	215-6100	-	84	215-6242	-	-
15 - E-MAIL								
elopo@cosern.com.br								

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para correspondência com a Companhia)

1 - NOME			2 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO)			
Emmanuel Sampaio Lôpo			Rua Mermoz, 150			
3 - BAIRRO OU DISTRITO		4 - CEP	5 - MUNICÍPIO			6 - UF
Baldo		59025-250	Natal			RN
7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX	12 - DDD	13 - FAX
84	215-6104	215-6105	-	-	84	215-6242
14 - FAX	15 - FAX	16 - E-MAIL				
-	-	elopo@cosern.com.br				

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO	1 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL
1 - ÚLTIMO	01/01/2002	31/12/2002
2 - PENÚLTIMO	01/01/2001	31/12/2001
3 - ANTEPENÚLTIMO	01/01/2000	31/12/2000

4 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	5 - CÓDIGO CVM	6 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	7 - CPF DO RESP. TÉCNICO
Deloitte Touche Tohmatsu - Auditores Independentes	00385-9	Cláudio Lino Lippi	760.332.368-15

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL)	1 31/12/2002	2 31/12/2001	3 31/12/2000
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	129.746	129.746	129.746
2 - PREFERENCIAIS	38.328	38.328	38.828
3 - TOTAL	168.074	168.074	168.074
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	-	-	-
6 - TOTAL	-	-	-

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA	2 - TIPO DE SITUAÇÃO
Empresa Comercial, Industrial e Outras	Operacional
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO	4 - CÓDIGO ATIVIDADE
Privada Nacional	1990200 - Serviços de Eletricidade
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL	6 - TIPO DE CONSOLIDADO
Distribuição de Energia Elétrica	Total

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO
01	PROPOSTA	-	Dividendo	-	ON	0,0424201000
02	PROPOSTA	-	Dividendo	-	PNA	0,0424201000
03	PROPOSTA	-	Dividendo	-	PNB	0,0424201000

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
27/3/2003	

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
1	Ativo Total	1.322.655	1.062.168	797.753
1.01	Ativo Circulante	349.178	288.503	232.802
1.01.01	Disponibilidades	7.002	28.484	41.169
1.01.01.01	Numerário disponível	7.002	28.484	25.325
1.01.01.02	Aplicações no mercado aberto	0	0	15.844
1.01.02	Créditos	341.306	258.891	190.496
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	194.154	184.767	151.543
1.01.02.02	Títulos a receber	46.036	28.731	10.369
1.01.02.03	Prov. p/ créd. de liquidação duvidosa	(25.184)	(20.518)	(17.137)
1.01.02.04	Recomp. tarif. do racionamento	23.522	16.639	0
1.01.02.05	Energia livre - racionamento	0	4.740	0
1.01.02.06	Bônus racionamento (líquido sobretaxa)	1.490	7.523	0
1.01.02.07	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	7.108	3.614	0
1.01.02.08	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	5.113	0	0
1.01.02.09	Serviços em curso	2.222	3.293	1.112
1.01.02.10	Tibutos a compensar	50.996	9.334	9.822
1.01.02.11	IR e CS diferidos	7.377	8.603	20.733
1.01.02.12	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.124	9.423	10.096
1.01.02.13	Outros créditos	18.348	2.742	3.958
1.01.03	Estoques	870	1.128	1.137
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	489.461	413.911	281.346
1.02.01	Créditos Diversos	489.461	413.911	281.346
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionários	36.724	0	0
1.02.01.02	Títulos a receber	39.762	42.055	45.253
1.02.01.03	Recomp. tarif. do racionamento	110.971	99.191	0
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	35.153	26.020	0
1.02.01.05	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	9.483	6.744	0
1.02.01.06	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	0	4.045	0
1.02.01.07	Tributos a compensar	7.864	5.947	0
1.02.01.08	IR e CS diferidos	58.989	30.396	24.648
1.02.01.09	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	179.428	189.553	198.976
1.02.01.10	Depósitos judiciais	9.412	7.695	8.148
1.02.01.11	Bens e direitos destinados a alienação	44	35	0
1.02.01.12	Outros créditos	1.631	2.230	4.321
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	484.016	359.754	283.605
1.03.01	Investimentos	150.650	52.745	149
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	150.640	52.596	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	149	149
1.03.02	Imobilizado	311.504	306.654	282.430
1.03.02.01	Imobilizado - líquido	311.504	306.654	282.430
1.03.03	Diferido	21.862	355	1.026
1.03.03.01	Diferido - líquido	21.862	355	1.026

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
2	Passivo Total	1.322.655	1.062.168	797.753
2.01	Passivo Circulante	369.585	344.522	213.559
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	172.462	123.701	25.575
2.01.02	Debêntures	19.711	40.031	28.395
2.01.02.01	Debêntures e encargos	19.711	40.031	28.395
2.01.03	Fornecedores	53.307	52.153	25.273
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	29.994	27.292	20.234
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	13.619	22.893	15.717
2.01.04.02	Tributos e contribuições diferidos	7.944	0	0
2.01.04.03	Parcelamentos - trib. e cont. sociais	2.054	1.861	1.693
2.01.04.04	Taxas regulamentares	6.377	2.538	2.824
2.01.05	Dividendos a Pagar	38.276	32.959	64.556
2.01.05.01	Dividendos e juros sobre capital próprio	38.276	32.959	64.556

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
2.01.06	Provisões	15.936	32.782	31.498
2.01.06.01	Provisão para contingências	15.936	32.782	31.498
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	2.525	3.523	5.842
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	2.525	3.523	5.842
2.01.08	Outros	37.374	32.081	12.186
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	0	4.573	0
2.01.08.02	Folha de pagamento	322	732	1.211
2.01.08.03	Encargos da dívida	8.812	2.484	428
2.01.08.04	Entidade de prefidência privada	1.864	3.121	3.161
2.01.08.05	Adiantamentos recebidos	600	417	145
2.01.08.06	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	6.629	0	0
2.01.08.07	Consumidores - devolução baixa renda	8.488	0	0
2.01.08.08	Outras contas a pagar	10.659	20.754	7.241
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	457.057	247.593	178.542
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	333.225	194.633	103.477
2.02.02	Debêntures	0	18.750	56.250
2.02.03	Provisões	18.682	0	0
2.02.03.01	Provisão para contingências	18.682	0	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.961	0	5.058
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	1.961	0	5.058
2.02.05	Outros	103.189	34.210	13.757
2.02.05.01	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	1.441	0	0
2.02.05.02	Energia livre - racionamento	33.915	25.104	0
2.02.05.03	Entidade de previdência privada	1.460	3.218	6.167
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	48.865	1.949	2.322
2.02.05.05	Parcelamentos - trib. e cont. sociais	2.331	3.939	5.268
2.02.05.06	Adiantamento p/ aumento de capital	13.500	0	0
2.02.05.07	Outras contas a pagar	1.677	0	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	496.013	470.053	405.652
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	226.258	223.710	223.713
2.05.02.01	Doações Subv. p/ Investimentos	0	0	0
2.05.02.02	Rem. s/ o Capital Próprio	0	0	0
2.05.02.03	Rec. Dest. a Aum. de Capital	0	0	0
2.05.02.04	Res. Esp. de Capital	226.258	223.710	223.713
2.05.02.05	Ações em Tesouraria	0	0	0
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	129.342	105.930	41.526
2.05.04.01	Legal	16.071	14.536	9.389
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	113.271	91.394	32.137
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	554.245	564.090	448.916
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	481.143	386.976	398.182
3.01.02	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	14.057	0	0
3.01.03	Suprimento de energia elétrica	44.749	28.300	45.530
3.01.04	Receita recomp. tarif. do racionamento	4.387	115.830	0
3.01.05	Energia livre - repasse a geradora	4.237	29.677	0
3.01.06	Outras receitas operacionais	5.672	3.307	5.204
3.02	Deduções da Receita Bruta	(114.707)	(88.820)	(87.781)
3.02.01	ICMS	(77.090)	(63.715)	(66.264)
3.02.02	PIS	(5.196)	(3.681)	(2.918)
3.02.03	COFINS	(15.896)	(16.989)	(13.471)
3.02.04	ISS	(18)	(8)	0
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(6.431)	(4.427)	(5.128)
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(10.076)	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	439.538	475.270	361.135

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(305.323)	(270.445)	(192.086)
3.04.01	Energia elétrica comprada para revenda	(159.953)	(148.319)	(117.641)
3.04.02	Encargos de uso sistema de transmissão	(29.928)	(26.113)	(24.550)
3.04.03	Energia livre - repasse a geradora	(4.237)	(29.677)	0
3.04.04	Pessoal	(11.549)	(9.220)	(7.915)
3.04.05	Entidade de previdência privada	(432)	(402)	(220)
3.04.06	Material	(2.964)	(2.650)	(2.676)
3.04.07	Serviços de terceiros	(8.587)	(5.388)	(5.574)
3.04.08	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(21.264)	(8.813)	(9.330)
3.04.09	Taxa de fiscalização ANEEL	(759)	(876)	(759)
3.04.10	Depreciação e amortização	(26.344)	(22.482)	(19.929)
3.04.11	Prov. operacionais (líq. de reversões)	(37.975)	(15.887)	(2.767)
3.04.12	Tributos	(92)	(10)	(13)
3.04.13	Outras	(609)	(443)	(662)
3.04.14	Custo do serviço prestado a terceiros	(630)	(165)	(50)
3.05	Resultado Bruto	134.215	204.825	169.049
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(85.190)	(106.521)	(90.194)
3.06.01	Com Vendas	(24.457)	(20.138)	(18.774)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(41.387)	(41.403)	(32.557)
3.06.03	Financeiras	(19.346)	(44.980)	(38.863)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	163.757	59.588	9.245
3.06.03.01.01	Renda de aplicações financeiras	1.225	1.736	908
3.06.03.01.02	Var. mon. acresc. morat. energia vendida	4.325	3.936	3.966
3.06.03.01.03	Variação monetária líquida	47.910	42.345	0
3.06.03.01.04	Resultado de Swap	108.668	0	0
3.06.03.01.05	Outras receitas financeiras	1.629	11.571	4.371
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(183.103)	(104.568)	(48.108)
3.06.03.02.01	Variação monetária líquida	0	0	(3.512)
3.06.03.02.02	Variação cambial líquida	(132.938)	(7.151)	0
3.06.03.02.03	Resultado de Swap	0	(25.339)	0
3.06.03.02.04	Encargos de dívida	(50.165)	(33.550)	(24.819)
3.06.03.02.05	Juros s/ capital próprio	0	(38.528)	(19.777)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	49.025	98.304	78.855
3.08	Resultado Não Operacional	(816)	(1.016)	(2.874)
3.08.01	Receitas	229	647	824
3.08.02	Despesas	(1.045)	(1.663)	(3.698)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	48.209	97.288	75.981
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(8.081)	(22.788)	(18.840)
3.10.01	IR e Contribuição Social - corrente	(8.081)	(22.788)	(18.840)
3.11	IR Diferido	(9.423)	(10.096)	(6.078)
3.11.01	IR e Contribuição Social - diferido	(9.423)	(10.096)	(6.078)
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	38.528	19.777
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	30.705	102.932	70.840
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,18269	0,61242	0,42148

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
4.01	Origens	414.523	166.052	495.537
4.01.01	Das Operações	116.524	22.239	113.629
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	30.705	102.932	70.840
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	85.819	(80.693)	42.789
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	30.323	27.877	23.492
4.01.01.02.02	Variações Mon. e Juros de LP, Líquidos	52.080	(9.907)	(287)
4.01.01.02.03	Recomposição tarifária do racionamento	(25.861)	(115.830)	0
4.01.01.02.04	IR e CS diferidos ativos	15.868	6.009	8.716
4.01.01.02.05	Valor residual ativo permanente baixado	1.439	1.065	3.013
4.01.01.02.06	Amortização de ágio, líquida	9.423	10.096	7.855
4.01.01.02.07	Reserva de isenção - ADENE	2.547	0	0
4.01.01.02.08	Ajustes de exercícios anteriores	0	(3)	0

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
4.01.02	Dos Acionistas	13.500	0	219.170
4.01.02.01	Adiant. p/ futuro aumento de capital	13.500	0	0
4.01.02.02	Reserva especial de ágio	0	0	216.927
4.01.02.03	Prêmio na emissão de debêntures	0	0	375
4.01.02.04	Acionistas - remuneração do cap. próprio	0	0	1.868
4.01.03	De Terceiros	284.499	143.813	162.738
4.01.03.01	Aumento do exigível a longo prazo	270.487	116.383	131.718
4.01.03.02	Transf. do RLP para o ativo circulante	14.012	27.430	31.020
4.01.03.04	Créditos a receber	0	0	0
4.02	Aplicações	378.911	241.313	383.979
4.02.01	No realizável a longo prazo	83.448	29.525	225.715
4.02.02	No investimentos	98.044	52.596	0
4.02.03	No imobilizado	47.972	56.372	54.902
4.02.04	No diferido	21.820	0	1.502
4.02.05	Transf. exigível LP p/ ativo circulante	120.335	64.292	34.562
4.02.06	JCP e dividendos declarados	7.292	38.528	67.298
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	35.612	(75.261)	111.558
4.04	Variação do Ativo Circulante	60.675	55.702	124.270
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	288.503	232.801	108.531
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	349.178	288.503	232.801
4.05	Variação do Passivo Circulante	25.063	130.963	12.712
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	344.522	213.559	200.847
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	369.585	344.522	213.559

05.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2002 A 31/12/2002 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	223.710	0	105.930	0	470.053
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	30.705	30.705
5.07	Destinações	0	0	0	23.413	(30.705)	(7.292)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	1.535	(1.535)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(7.292)	(7.292)
5.07.03	Reserva de retenção de lucros	0	0	0	21.878	(21.878)	0
5.08	Outros	0	2.547	0	0	0	2.547
5.08.01	Const. de reserva Inc. fiscal ADENE	0	2.547	0	0	0	2.547
5.09	Saldo Final	140.413	226.257	0	129.343	0	496.013

05.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2001 A 31/12/2001 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	223.713	0	41.526	0	405.652
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	(3)	0	0	0	(3)
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	102.932	102.932
5.07	Destinações	0	0	0	64.404	(102.932)	(38.528)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	5.147	(5.147)	0
5.07.02	Reserva de retenção de lucros	0	0	0	59.257	(59.257)	0
5.07.03	Juros s/ capital próprio	0	0	0	0	(38.528)	(38.528)
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	140.413	223.710	0	105.930	0	470.053

05.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2000 A 31/12/2000 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	4.543	0	37.984	0	182.940
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	216.927	0	0	0	216.927
5.03.01	Aumento de Capital Incorporação IBIDEM	212.733	216.927	0	0	0	429.660
5.03.02	Redução de Capital cancelamento IBIDEM	(212.733)	0	0	0	0	(212.733)
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	70.840	70.840
5.07	Destinações	0	0	0	3.542	(51.063)	(47.521)
5.07.01	Reserva Legal	0	0	0	3.542	(3.542)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(47.521)	(47.521)
5.08	Outros	0	2.243	0	0	(19.777)	(17.534)
5.08.01	Rem. bens direitos constit. cap. próprio	0	1.868	0	0	0	1.868
5.08.02	Ágio na emissão de debêntures	0	375	0	0	0	375
5.08.04	Juros sobre capital próprio	0	0	0	0	(19.777)	(19.777)
5.09	Saldo Final	140.413	223.713	0	41.526	0	405.652

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
1	Ativo Total	1.552.149	1.097.694	0
1.01	Ativo Circulante	362.366	304.087	0
1.01.01	Disponibilidades	14.090	44.163	0
1.01.01.01	Numerário disponível	14.090	44.163	0
1.01.02	Créditos	347.406	258.796	0
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	194.154	184.767	0
1.01.02.02	Títulos a receber	46.036	28.731	0
1.01.02.03	Prov. p/ créd. de liquidação duvidosa	(25.184)	(20.518)	0
1.01.02.04	Recomp. tarif. do racionamento	23.522	16.639	0
1.01.02.05	Energia livre - racionamento	0	4.740	0
1.01.02.06	Bônus racionamento (líiquido sobretaxa)	1.490	7.523	0
1.01.02.07	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	7.108	3.614	0
1.01.02.08	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	5.113	0	0
1.01.02.09	Serviços em curso	2.222	3.293	0
1.01.02.10	Tributos a compensar	51.048	9.341	0
1.01.02.11	IR e CS diferidos	7.377	8.603	0
1.01.02.12	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.124	9.423	0
1.01.02.13	Outros créditos	24.396	2.640	0
1.01.03	Estoques	870	1.128	0
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	495.479	413.911	0
1.02.01	Créditos Diversos	495.479	413.911	0
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionários	36.724	0	0
1.02.01.02	Títulos a receber	39.762	42.055	0
1.02.01.03	Recomp. tarif. do racionamento	110.971	99.191	0
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	35.153	26.020	0
1.02.01.05	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	9.483	6.744	0
1.02.01.06	Gastos incrmentais c/ rac. a recuperar	0	4.045	0
1.02.01.07	Tributos a compensar	7.864	5.947	0
1.02.01.08	IR e CS diferidos	58.989	30.396	0
1.02.01.09	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	179.428	189.553	0
1.02.01.10	Depósitos judiciais	9.412	7.695	0
1.02.01.11	Bens e direitos destinados a alienação	44	35	0
1.02.01.12	Outros créditos	7.649	2.230	0
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
1.03	Ativo Permanente	694.304	379.696	0
1.03.01	Investimentos	10	149	0
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	149	0
1.03.02	Imobilizado	683.548	366.373	0
1.03.02.01	Imobilizado - líquido	683.548	366.373	0
1.03.03	Diferido	10.746	13.174	0
1.03.03.01	Diferido - líquido	10.746	13.174	0

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
2	Passivo Total	1.552.149	1.097.694	0
2.01	Passivo Circulante	489.719	355.718	0
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	172.462	123.701	0
2.01.02	Debêntures	19.711	40.031	0
2.01.02.01	Debêntures e encargos	19.711	40.031	0
2.01.03	Fornecedores	155.791	63.274	0
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	30.236	27.361	0
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	13.861	22.962	0
2.01.04.02	Tributos e contribuições diferidos	7.944	0	0
2.01.04.03	Parcelamentos - trib. e cont. sociais	2.054	1.861	0
2.01.04.04	Taxas regulamentares	6.377	2.538	0
2.01.05	Dividendos a Pagar	38.276	32.959	0
2.01.05.01	Dividendos e juros s/ o capital próprio	38.276	32.959	0
2.01.06	Provisões	15.936	32.782	0
2.01.06.01	Provisão p/ Contingências	15.936	32.782	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	19.924	3.523	0
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	19.924	3.523	0
2.01.08	Outros	37.383	32.087	0
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	0	4.573	0
2.01.08.02	Folha de pagamento	322	738	0
2.01.08.03	Encargos da dívida	8.812	2.484	0
2.01.08.04	Entidade de previdência privada	1.864	3.121	0
2.01.08.05	Adiantamentos recebidos	600	417	0
2.01.08.06	Valores tatrif. ñ. gerenc. a compensar	6.629	0	0
2.01.08.07	Consumidores - devolução baixa renda	8.488	0	0
2.01.08.08	Outras contas a pagar	10.668	20.754	0
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	457.057	247.953	0
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	333.225	194.633	0
2.02.02	Debêntures	0	18.750	0
2.02.03	Provisões	18.682	0	0
2.02.03.01	Provisão para contingências	18.682	0	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.961	0	0
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	1.961	0	0
2.02.05	Outros	103.189	34.570	0
2.02.05.01	Valores tatrif. ñ. gerenc. a compensar	1.441	0	0
2.02.05.02	Energia livre - racionamento	33.915	25.104	0
2.02.05.03	Entidade de previdência privada	1.460	3.218	0
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	48.865	1.949	0
2.02.05.05	Parcelamentos - trib. e contrib. sociais	2.331	3.939	0
2.02.05.06	Adiantamento p/ aumento de capital	13.500	360	0
2.02.05.07	Outras contas a pagar	1.677	0	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Participações Minoritárias	109.360	23.970	0
2.05	Patrimônio Líquido	496.013	470.053	0
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	0
2.05.02	Reservas de Capital	226.258	223.710	0
2.05.02.04	Res. esp. de capital	226.258	223.710	0

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	129.342	105.930	0
2.05.04.01	Legal	16.071	14.536	0
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	113.271	91.394	0
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	554.245	564.090	0
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	481.143	386.976	0
3.01.02	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	14.057	0	0
3.01.03	Suprimento de energia elétrica	44.749	28.300	0
3.01.04	Receita recomp. tarif. do racionamento	4.387	115.830	0
3.01.05	Energia livre-repasse a geradora	4.237	29.677	0
3.01.06	Outras receitas operacionais	5.672	3.307	0
3.02	Deduções da Receita Bruta	(114.707)	(88.820)	0
3.02.01	ICMS	(77.090)	(63.715)	0
3.02.02	PIS	(5.196)	(3.681)	0
3.02.03	COFINS	(15.896)	(16.989)	0
3.02.04	ISS	(18)	(8)	0
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(6.431)	(4.427)	0
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(10.076)	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	439.538	475.270	0
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(305.323)	(270.445)	0
3.04.01	Energia elétrica comprada para revenda	(159.953)	(148.319)	0
3.04.02	Encargos de uso sistema de transmissão	(29.928)	(26.113)	0
3.04.03	Energia livre - repasse a geradora	(4.237)	(29.677)	0
3.04.04	Pessoal	(11.549)	(9.220)	0
3.04.05	Entidade de previdência privada	(432)	(402)	0
3.04.06	Material	(2.964)	(2.650)	0
3.04.07	Serviços de terceiros	(8.587)	(5.388)	0
3.04.08	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(21.264)	(8.813)	0
3.04.09	Taxa de fiscalização - ANEEL	(759)	(876)	0
3.04.10	Depreciação e amortização	(26.344)	(22.482)	0
3.04.11	Prov. operacionais (líq. de reversões)	(37.975)	(15.887)	0
3.04.12	Tributos	(92)	(10)	0
3.04.13	Outras	(609)	(443)	0
3.04.14	Custo do serviço prestado a terceiros	(630)	(165)	0
3.05	Resultado Bruto	134.215	204.825	0
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(85.190)	(106.521)	0
3.06.01	Com Vendas	(24.457)	(20.138)	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(41.387)	(41.403)	0
3.06.03	Financeiras	(19.346)	(44.980)	0
3.06.03.01	Receitas Financeiras	163.757	59.588	0
3.06.03.01.01	Renda de aplicações financeiras	1.225	1.736	0
3.06.03.01.02	Var. mon. acresc. morat. energia vendida	4.325	3.936	0
3.06.03.01.03	Variação monetária líquida	47.910	42.345	0
3.06.03.01.04	Resultado de Swap	108.668	0	0
3.06.03.01.05	Outras receitas financeiras	1.629	11.571	0
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(183.103)	(104.568)	0
3.06.03.02.02	Variação cambial líquida	(132.938)	(7.151)	0
3.06.03.02.03	Resultado de Swap	0	(25.339)	0
3.06.03.02.04	Encargos de dívida	(50.165)	(33.550)	0
3.06.03.02.06	Juros s/ capital próprio	0	(38.528)	0

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	49.025	98.304	0
3.08	Resultado Não Operacional	(816)	(1.016)	0
3.08.01	Receitas	229	647	0
3.08.02	Despesas	(1.045)	(1.663)	0
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	48.209	97.288	0
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(8.081)	(22.788)	0
3.10.01	IR e Contribuição Social - corrente	(8.081)	(22.788)	0
3.11	IR Diferido	(9.423)	(10.096)	0
3.11.01	IR e Contribuição Social - diferido	(9.423)	(10.096)	0
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	38.528	0
3.14	Participações Minoritárias	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	30.705	102.932	0
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,18269	0,61242	0,00000

08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
4.01	Origens	499.920	242.705	0
4.01.01	Das Operações	116.524	22.324	0
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	30.705	102.932	0
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	85.819	(80.608)	0
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	30.323	27.888	0
4.01.01.02.02	Variações mon. e juros de LP, líquidos	52.080	(9.833)	0
4.01.01.02.03	Recomposição tarifária do racionamento	(25.861)	(115.830)	0
4.01.01.02.04	IR e CS diferidos ativos	15.868	6.009	0
4.01.01.02.05	Valor residual ativo permanente baixado	1.439	1.065	0
4.01.01.02.06	Amortização de ágio, líquida	9.423	10.096	0
4.01.01.02.07	Reserva de isenção - ADENE	2.547	0	0
4.01.01.02.08	Ajustes de exercícios anteriores	0	(3)	0
4.01.02	Dos Acionistas	98.530	76.553	0
4.01.02.01	Adiantamento para futuro aum. de capital	13.500	360	0
4.01.02.05	Integralização de capital	85.030	76.193	0
4.01.03	De Terceiros	284.866	143.828	0
4.01.03.01	Aumento do exigível a longo prazo	270.854	116.383	0
4.01.03.02	Transf. do RLP para o ativo circulante	14.012	27.445	0
4.02	Aplicações	575.642	312.159	0
4.02.01	No realizável a longo prazo	89.468	29.525	0
4.02.02	No investimentos	0	52.596	0
4.02.03	No imobilizado	349.104	116.109	0
4.02.04	No diferido	9.443	11.109	0
4.02.05	Transf. exigível LP p/ ativo circulante	120.335	64.292	0
4.02.06	JCP e dividendos declarados	7.292	38.528	0
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(75.722)	(69.454)	0
4.04	Variação do Ativo Circulante	58.279	71.286	0
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	304.087	232.801	0
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	362.366	304.087	0
4.05	Variação do Passivo Circulante	134.001	142.159	0
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	355.718	213.559	0
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	489.719	355.718	0

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

Srs. Acionistas, Conselheiros e Diretores da

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN
Natal - RN

1. Examinamos os balanços patrimoniais da **COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN** (controladora e consolidado) levantados em 31 de dezembro de 2002, e as respectivas demonstrações do resultado (controladora), das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.

2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia e controlada; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Companhia e controlada, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN** (controladora e consolidado) em 31 de dezembro de 2002, o resultado de suas operações (controladora), as mutações de seu patrimônio líquido (controladora) e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Conforme detalhado na nota explicativa nº 6 às demonstrações contábeis, em 31 de dezembro de 2002, a Companhia tem registrado, no ativo circulante e no realizável a longo prazo, valores a receber no montante de R$ 91.579 mil e, no passivo circulante, valores a pagar no montante de R$ 6.840 mil, relativos às transações de venda e compra de energia realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, com base em cálculos preparados e divulgados pelo MAE e/ou em estimativa preparada pela Administração quando da falta de disponibilização dessas informações pelo MAE. Esses valores podem estar sujeitos a modificações dependendo de decisão de processos judiciais em andamento movidos por empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor.

A liquidação financeira desses valores, programada para 22 de novembro de 2002, foi postergada em razão de novo acordo realizado entre as empresas do setor e o governo. Até a data de emissão deste parecer, a Companhia recebeu R$ 13.081 mil. O sucesso dessa negociação e liquidação depende da capacidade financeira das empresas do setor em honrar seus compromissos.

5. Em 21 de dezembro de 2001, foi editada a Medida Provisória nº 14, convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, disciplinando, entre outros assuntos, a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras de energia elétrica, garantido nos contratos de concessão. As informações detalhadas do Acordo Geral do Setor Elétrico e os impactos sobre a situação patrimonial e financeira e no resultado das operações estão divulgados na nota explicativa nº 9 às demonstrações contábeis.

6. As demonstrações contábeis correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2001, apresentadas para fins de comparação, foram auditadas por outros auditores independentes, os quais, emitiram parecer, datado de 15 de março de 2002 contendo comentários sobre que as demonstrações contábeis da Companhia, em 31 de dezembro de 2001, contemplavam valores a receber resultantes do excedente de energia elétrica disponibilizada para o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, da recomposição do equilíbrio econômico/financeiro decorrente das perdas de faturamento em virtude do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (racionamento), e contas a receber oriundas da recomposição tarifária derivada das variações de custos de valores não gerenciáveis – Parcela A (CVA). Adicionalmente, reconheceu ativos e passivos decorrentes da comercialização de energia livre. Todos os valores representam as melhores estimativas da Companhia, com base na Medida Provisória nº 14, na Resolução nº 90 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, na Resolução nº 91 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica e nas informações disponibilizadas pela Administradora de Serviços do MAE – ASMAE. A realização destes valores depende da aprovação da Medida Provisória pelo Congresso Nacional, da homologação por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e da liberação dos números finais do MAE para permitir a liquidação financeira, e mencionando que as demonstrações contábeis da controlada **TERMOAÇÚ S.A.**, em fase pré-operacional, foram auditadas por outros auditores independentes.

Recife, 17 de janeiro de 2003 (Exceto pelos efeitos mencionados na nota explicativa nº 28 às demonstrações contábeis para os quais a data é 24 de janeiro de 2003).

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC – nº 2SP 011.609/O-8-S "RN"

Claudio Lino Lippi
Sócio
CRC – SP – nº 097.866/T-2-S "RN"

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,

Em nome do Conselho de Administração da COSERN, apresento-lhes o Relatório Anual da Empresa, referente ao exercício que se encerrou em 31.12.2002. Se o ano de 2001 foi marcado pelo Programa de Racionamento de Energia, 2002 deverá ser lembrado pelas mudanças às quais as empresas do setor elétrico foram submetidas para se adaptarem aos novos padrões de consumo de energia do pós-racionamento, bem como, pelas importantes mudanças regulamentares em andamento, derivadas também, em sua grande maioria, do referido Programa.

Se por um lado o racionamento foi estabelecido para garantir o fornecimento mínimo necessário à continuidade do desenvolvimento do País, por outro, provocou nas elétricas uma radical revisão das suas projeções de expansão do fornecimento de energia, desencadeando positivamente o aprimoramento dos processos de gestão de recursos humanos, tesouraria e orçamento.

Apesar dos impactos significativos em seu desempenho, a COSERN conseguiu rapidamente reposicionar-se e, aliando a consolidação do modelo administrativo às novas frentes de investimento e à melhoria constante da eficiência operacional, conseguiu chegar ao final de 2002 como uma das melhores empresas do setor elétrico nacional, em termos de indicadores operacionais e financeiros, como também pelos resultados obtidos nas pesquisas de opinião realizadas junto aos seus consumidores.

No que diz respeito à responsabilidade social, e sintonizada com a atual tendência que valoriza a transparência no relacionamento das empresas com o mercado, a COSERN elaborou e publicou seu Código de Ética, documentando princípios e valores já praticados na Empresa.

Na gestão dos recursos humanos, em 2002, destacam-se a realização da 1ª Pesquisa s de Clima Organizacional, a Campanha Interna de Combate às Perdas Elétricas e a inauguração do Espaço Cultural COSERN. Essa política de valorização de pessoal vem demonstrando-se acertada, o que se comprova pelos excelentes índices de produtividade e de qualidade técnica e comercial.

O caminho trilhado pela COSERN e os resultados até agora obtidos demonstram todo o talento e a competência da nossa equipe, sendo este o diferencial competitivo para alçarmos vôos cada vez mais altos, contando sempre com o estímulo e a confiança dos nossos clientes e parceiros.

Fausto de Andrade Ribeiro
Presidente do Conselho de Administração da COSERN

Indicadores Empresariais da COSERN

	2002	2001	2000	1999	1998
Receita Operacional Bruta (R$ mil)	554.245	564.090	448.916	338.938	296.647
Receita Operacional Líquida (R$ mil)	439.538	475.270	361.135	262.951	237.023
Lucro Líquido (R$ mil)	30.705	102.932	70.840	30.476	86.460
LAJIDA* (EBITDA) (R$ mil)**	98.213	170.489	140.733	76.707	44.748
Lucro Líquido por Ação (R$)	0,18	0,61	0,42	0,18	0,67
Valor Patrimonial por Ação (R$)	2,95	2,80	2,41	1,09	0,75
Patrimônio Líquido (R$ mil)	496.013	470.053	405.652	182.940	126.058
Ativo Total (R$ mil)	1.322.655	1.062.168	797.752	468.793	415.943
Margem do EBITDA (%)	22,34	35,87	38,97	29,17	18,88
Margem Operacional (%)	15,56	30,15	32,60	22,25	13,90
Margem Líquida (%)	6,99	21,66	19,62	11,59	36,48
Nº de Consumidores	772.686	744.950	688.303	651.826	625.770
Nº de Consumidores por Empregado	1.248	1.205	1.153	1.051	833
Energia Vendida (GWh)	2.702	2.598	2.775	2.661	2.518
Vendas por Empregado (MWh)	4.365	4.204	4.639	4.292	3.354
Perdas de Energia (%)	14,03	12,82	12,82	14,77	16,25
DEC (horas de interrupção)	11,55	10,96	14,29	23,84	35,07
FEC (nº de interrupções)	10,56	11,44	11,83	19,94	22,74

*** LAJIDA = Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização**
****EBITDA = Earnings before interest, tax, depreciation and amortization**

Um Ano de Realizações

Manter um desempenho acima do esperado tem sido o desafio da COSERN, nesses cinco anos após a sua privatização. Por isso, a despeito das conseqüências do racionamento, que ainda estendeu seus efeitos ao ano de 2002, reduzindo significativamente o faturamento e a arrecadação das empresas brasileiras, a COSERN manteve um serviço de qualidade com uma imagem de eficiência.

Sem dúvida, os efeitos diretos do racionamento – redução de consumo, incluindo o pagamento dos bônus e a cobrança de sobretarifas -, e os seus desdobramentos posteriores - a homologação da recomposição das perdas e a negociação e assinatura do Acordo Geral do Setor Elétrico -, bem como o início dos processos de revisão e reestruturação tarifária, influenciaram os resultados de 2002 e atingiram, com maior ou menor impacto, todos os setores da Empresa. Some-se também a essa lista, as dificuldades advindas das variações climáticas adversas, como chuvas e ventos, ocasionando o aumento de avarias no sistema e consequentemente a quantidade de reclamações.

Contra essa corrente, foram empreendidos esforços por todos os executivos e empregados da Empresa, bem como pelas empreiteiras prestadoras de serviço, demonstrando a adequação do modelo de gestão adotado pela COSERN. O reconhecimento por esse trabalho pode ser verificado em pesquisas realizadas durante o ano, por diversos órgãos, entre eles a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, a ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica e a FIERN – Federação das Indústrias do Rio Grande do Norte.

A COSERN manteve a evolução positiva em matéria de Qualidade de Serviço, obtendo Índices anuais de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) de 11,55 horas e de Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) de 10,56 interrupções, o que coloca o Rio Grande do Norte em 2ª e 3ª posições, respectivamente, entre todos os estados do Brasil.

Em 2002, o aumento no número de clientes foi de 27.736, em relação a 2001. Em 31 de dezembro, a COSERN contou com 772.686 consumidores, sendo 675.488 da classe residencial. A energia vendida durante o ano foi de 2.702 GWh, um acréscimo de 104 GWh, em relação a 2001. O crescimento das vendas atingiu 4,00%. A tarifa média de fornecimento apurada em 2002 foi de 149,77 R$/MWh, com um incremento de 16,35% em relação ao exercício anterior.

Ao longo do exercício, a COSERN investiu R$ 49,9 milhões, contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Norte. Esses recursos foram aplicados na melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento elétrico e dos serviços prestados aos clientes.

Verificou-se uma expressiva melhoria na atividade comercial da Empresa, evidenciada pela positiva evolução dos principais indicadores: percentual de leituras estimadas; percentual de contas refaturadas, e índice de religação/corte. Como conseqüência, diminuiu significativamente o número de reclamações comerciais registradas no teleatendimento, verificando-se um índice de 86,7 por cada 1.000 clientes.

Face à efetividade das ações de cobrança, conseguiu-se uma relevante redução no saldo de faturas a receber dos clientes, passando de R$ 265.310 mil, em dezembro de 2001, para R$ 205.616 mil, em dezembro de 2002. Apesar desse esforço, a contumaz inadimplência de diversos municípios e várias outras instituições de caráter público, aliado ao baixo nível de faturamento verificado ao longo do ano, não permitiram alcançar o Índice de Contas a Receber esperado.

No ano em que completou cinco anos de privatização, a COSERN obteve um excelente desempenho na Pesquisa de Satisfação do Consumidor Residencial da ANEEL, ficando em 12º lugar. O resultado de 66,46, alcançado pela COSERN, representou uma evolução de 13,45 % frente ao obtido no ano anterior. Das 11 distribuidoras de energia elétrica do Nordeste, a COSERN ficou em 1º lugar, considerando as empresas de médio e grande porte. Nessas mesmas considerações, a COSERN ficou em 9º lugar em todo o Brasil.

A média das notas da COSERN foi de 7,92, na pesquisa da FIERN – Federação das Indústrias do Rio Grande do Norte realizada em dezembro. O indicador que representa os que aprovam os serviços da Empresa, atingiu 86,59. Ambos foram os maiores índices entre todos os serviços públicos prestados no Estado.

Na pontuação de Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil, valendo o Prêmio ABRADEE, em 2002, a COSERN ficou em 16º lugar. Na Categoria Melhor Gestão Econômico-Financeira do Brasil, foi finalista, ficando em 2º lugar no Brasil. No quesito Responsabilidade Social, a COSERN manteve a boa posição do ano anterior, ocupando o 5º lugar, entre as 44 Empresas distribuidoras de energia elétrica concorrentes.

Participando do Prêmio Eletricidade Moderna 2002, a COSERN ficou em 2º lugar, na classificação de "Melhor Empresa da Região Nordeste". A COSERN também figurou em 1º lugar como a Melhor Empresa de Concessões Públicas dos Estados do RN e PB, classificação concedida pela Fundação Instituto Miguel Calmon.

Com relação ao Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica 2002, foram desenvolvidos oito projetos: dois da classe residencial – venda de lâmpadas econômicas e eletrodomésticos –; três referentes a diagnóstico e projetos energéticos industriais e comerciais, e dois projetos que dizem respeito ao Poder Público, do governo do Estado e Hospital da Liga Norte-rio-grandense Contra o Câncer.

O Projeto Residencial de venda, a preço simbólico, de lâmpadas econômicas disponibilizou 32.500 lâmpadas, atendendo a 16.250 clientes. Nos últimos quatro anos já foram distribuídas 116.160 lâmpadas, para 70.070 clientes. Também foi realizada a troca de fiação elétrica de residências, em comunidades carentes, em parceria com a ONG Fé e Alegria.

As ações orientadas à melhoria do clima interno da Empresa tiveram especial destaque em 2002, podemos citar: a 1ª Pesquisa de Clima Organizacional; a implantação da "Ginástica Laboral"; o Campeonato de Futebol, destinado aos empregados da COSERN e das empreiteiras; as Caminhadas da Saúde com a participação das famílias dos empregados, em Natal e Mossoró, e a criação do Espaço Cultural COSERN. Com a inauguração da Biblioteca Ponto da Leitura, foi realizada a 1ª Semana do Livro Infanto-Juvenil que propiciou aos empregados a compra de mais de 500 livros com preço reduzido e a exposição de trabalhos de artesanato e pintura, resultantes das oficinas de artes.

Junto aos parceiros, a COSERN desenvolveu diversos treinamentos técnicos e de segurança, ações desenvolvidas conforme ao Programa de Apoio às Empreiteiras.
É relevante destacar que 95% dos empregados responderam à 1ª Pesquisa de Clima Organizacional, e 99% destes entrevistados responderam que estão comprometidos com a Empresa, identificando-se com a visão, a missão e os objetivos da COSERN. A opinião geral foi excelente, representada pelo índice de aprovação de 82%.

Em dezembro de 2002, foi realizada a primeira revisão do Projeto de Empresa e a elaboração do Código de Ética, entendendo que a credibilidade da COSERN é reflexo da prática efetiva de valores como honestidade, respeito, comprometimento, exemplaridade, confiança, responsabilidade, justiça, solidariedade e dinamismo. Com relação às políticas da Empresa, foram definidos e lançados o Programa de Meio Ambiente, o Grupo Voluntários da Luz e fortalecido o Coral Clarear formado por 30 empregados.

Sintonizada com os anseios culturais do Estado do Rio Grande do Norte, a COSERN também exibe uma longa folha de serviços prestados à sociedade, como exemplos são os patrocínios do Circo da Luz, da Casa da Ribeira, do Projeto Operart e do Oratório de Santa Luzia, entre outras ações que viabilizam o acesso da população às mais variadas formas de cultura.

Sob o aspecto ecológico, a Empresa elaborou estudos visando o licenciamento ambiental de instalações elétricas; a adoção de novos padrões de redes elétricas, também chamadas redes ecológicas, reduzindo a necessidade da poda de árvores; e desenvolveu projetos voltados à formação de uma consciência ambiental.

Durante o exercício foram aprovadas e implantadas as Políticas de Meio Ambiente da Empresa, que servirão para sistematizar todas as atividades nesta área, buscando principalmente conscientizar empregados da COSERN , de empreiteiras e seus familiares quanto à necessidade de preservar o meio ambiente.

Gestão do Cliente

Objetivando desenvolver um relacionamento diferenciado com o segmento de Grandes Clientes, clientes do Grupo "A" (incluindo Horo-sazonais) e o Poder Público de uma forma geral, foi criado em abril/2002 o Departamento de Clientes Especiais, cujas funções estavam anteriormente integradas dentro de um outro departamento da Diretoria Comercial.

Junto aos Grandes Clientes, com demanda contratada acima de 1,00 MW, representando 18,83% do faturamento da COSERN, o foco do departamento é conquistar a sua lealdade e fidelização, através de atendimento personalizado e preferencial, associado com a venda de produtos e serviços que venham a reduzir o custo médio da sua energia elétrica consumida.

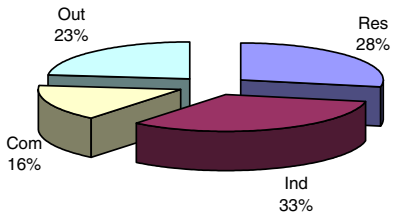
Para o segmento de clientes do Grupo "A", que representa 15,38% do faturamento da COSERN, o foco é a administração dos seus contratos de fornecimento, a cobrança de débitos e o atendimento direto e personalizado de suas demandas, buscando oportunidades para a venda de produtos e serviços de eficiência energética.

Finalmente, para o segmento de Poder Público, formado pelos clientes dessa classe mais Iluminação Pública e Serviço Público de Águas e Esgotos, que representa 13,52% do faturamento da COSERN, o foco é a administração do relacionamento voltada para a negociação e recebimento de débitos, pois esse segmento concentra 71,75% do contas a receber da Empresa. No caso particular das Prefeituras, além da negociação dos débitos, busca-se reduzir o valor das faturas de energia elétrica para iluminação pública, bem como os custos de sua manutenção, através da eficientização e transferência do acervo para a respectiva prefeitura, que passa a responsabilizar-se pela substituição das lâmpadas queimadas.

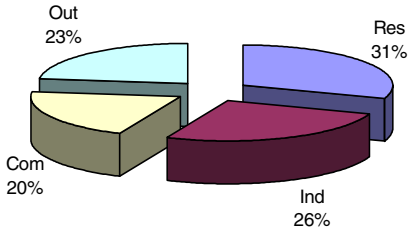
Evolução do Número de Clientes

Em dezembro de 2002 a COSERN atendia a 772.686 clientes, 27.736 a mais do que em dezembro de 2001. Do total, 675.488 são da classe residencial.

Estrutura de Consumo



Estrutura da Receita



Comunicação com os Clientes

Como resultado da crescente e permanente preocupação da COSERN em atender melhor aos seus clientes, produzimos, em novembro de 2002, um material que está sendo distribuído a cada consumidor sobre seus direitos e deveres enquanto usuário de energia elétrica, além de informações sobre a conta de energia.

Em parceria com a Caixa Econômica Federal - CEF, a COSERN realizou em dezembro a campanha "Evite filas e Combata a Fome - Faça o débito automático da sua conta de energia". A campanha teve como objetivo incentivar aos clientes da CEF a aderirem ao débito automático em conta corrente. Para cada adesão, a COSERN doou 1 kg de alimento não perecível à Campanha Natal Sem Fome. A Empresa demonstrou, mais uma vez, sua responsabilidade social e sua preocupação com um dos mais graves problemas do nosso país.

O projeto foi realizado nas agências da CEF em Natal, Parnamirim e Mossoró, onde os atendentes e gerentes foram treinados para a apresentação do débito automático e doação à campanha. Foram distribuídos folders aos clientes, camisetas entre os atendentes e desenvolvidas abordagens através do telemarketing da CEF. O teleatendimento da COSERN atuou no cadastramento das adesões.

Outra ação implementada em 2002 foi o Projeto Lojas Certificadas, lançado inicialmente no município de Mossoró em dezembro, como experiência piloto. Ele reúne estabelecimentos comerciais de materiais elétricos e de construção que dispõem de vendedores e eletricistas autônomos capacitados para orientar os clientes sobre a montagem do padrão de entrada de energia elétrica.

A implantação do serviço visa garantir um melhor atendimento ao cliente na hora da aquisição da caixa de medição, ou demais equipamentos elétricos residenciais. No momento de comprar materiais para instalar o novo padrão de entrada de energia, a COSERN orienta os clientes a procurarem uma Loja Certificada. Nesses estabelecimentos os clientes são instruídos quanto a correta montagem do padrão de entrada, de forma a possibilitar que a sua ligação de energia possa ser feita na primeira visita técnica. Os materiais elétricos são especificados pela COSERN e a construção do padrão é executada por eletricistas treinados pelo SENAI, através de convênio com a COSERN.

Gestão do Sistema Elétrico

Em 2002 a COSERN investiu R$ 49,9 milhões, aplicados na melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento elétrico e dos serviços prestados aos clientes, contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Norte.

Para o sistema de transmissão foram destinados R$ 14,7 milhões, destacando-se a entrada em operação da nova subestação de São Bento do Norte; a aquisição da Subestação Móvel; a ampliação da subestação de Dix-Sept Rosado, e a construção do barramento de 69 kV para conexão da Térmica Potiguar, pertencente ao programa das Térmicas Emergenciais do governo federal.

O Programa de Distribuição aplicou R$ 27,7 milhões no Programa Luz no Campo; na continuidade do projeto de Eficientização do Sistema de Iluminação Pública dos Municípios; nas obras de melhoramentos/reforços do sistema de distribuição, e na expansão da distribuição, tanto para atendimento a novas cargas quanto para aumento da capacidade de distribuição.

No que se refere às Instalações Gerais foram utilizados R$ 7,5 milhões. Esse montante engloba investimentos em sistemas de informática, ferramentas, veículos e patrimônio, com destaque para a renovação de parte dos computadores (PC'S) da Empresa; a continuidade da implantação do Sistema de Gestão de Rede (GEOREDE) e os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento do Ciclo 2001/2002, integrantes de 1% da Receita Operacional Líquida – ROL que as empresas devem destinar anualmente a projetos de eficiência energética e P&D. Somente no Sistema de Gestão de Rede, a COSERN aplicou R$ 2,3 milhões. Em Pesquisa e Desenvolvimento foi investido mais R$ 1 milhão, com a continuação dos 5 (cinco) projetos iniciados em 2001. Esses projetos, que envolvem as áreas de planejamento e estudos, qualidade de energia, fontes alternativas de energia e informática, merecem um especial destaque por injetar mais de meio milhão de reais na área de pesquisa do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

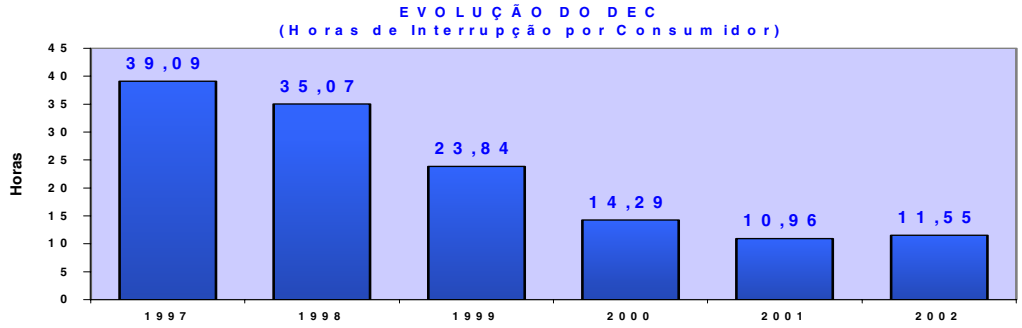
Programas de Eletrificação

No âmbito da eletrificação rural merece destaque o Programa Luz no Campo, iniciado em agosto de 2001. Com orçamento total de R$ 20,3 milhões, a iniciativa tem como metas físicas o atendimento a 11.040 domicílios/propriedades rurais, beneficiando 49.680 habitantes; a construção de 2.178 km de redes de média e baixa tensão; a instalação de 870 transformadores de distribuição, representando um acréscimo de 24,1 MVA de potência no sistema COSERN, até o final de 2003. Em dezembro de 2002, o índice de realização dessas metas alcançou a marca dos 36,55%.

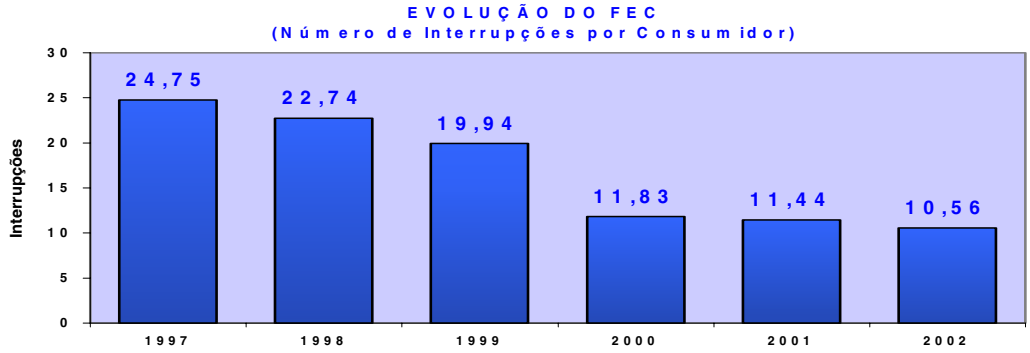
As obras de eletrificação rural e urbana executadas pela COSERN em 2002, e que contaram com participação financeira do governo do Estado, municípios e clientes, totalizaram R$ 8,4 milhões.

Qualidade do Fornecimento

Com o DEC de 11,55 horas de interrupção, o sistema de distribuição no Rio Grande do Norte registrou o segundo melhor desempenho dentre todos os Estados da Federação, sendo superado apenas por São Paulo. Mesmo com esse destacado resultado, o índice do DEC de 2002 sofreu uma elevação de 5,38%, quando comparado com 2001.



O FEC de 10,56 interrupções no sistema de distribuição do Rio Grande do Norte foi considerado o terceiro melhor desempenho do cenário nacional, ficando atrás apenas de Minas Gerais e São Paulo. Além desse ótimo resultado, o índice de 10,56 interrupções significou uma redução de 7,69% em relação ao verificado em 2001.



Tais resultados devem-se aos contínuos investimentos na automação dos sistemas de distribuição, na construção de novas subestações, na padronização de novos materiais com tecnologias modernas para serem aplicados nas redes de distribuição (redes multiplexadas, redes compactas, isoladores híbridos, etc.) e transmissão (isoladores poliméricos) e no aprimoramento dos procedimentos de operação do sistema aliado a um constante programa de treinamento do pessoal envolvido.

Com relação à qualidade do fornecimento, destacamos o Tempo Médio de Atendimento a Avarias (TMA), que atingiu em 2002 o valor de 82,6 minutos, que apesar de configurar um aumento de 7,97% em relação a 2001, é um dos mais baixos do Brasil. A elevação no TMA foi resultado do forte inverno registrado em 2002 e ao conseqüente aumento do número médio de reclamações por mês (7,4%).

Automação e Telecomunicação

A Supervisão e Controle do Sistema Elétrico da COSERN realizou atualizações nas plataformas de *hardware* e *software* do Centro de Operações e Informação (COI) e ampliou o número de pontos telecomandados da Rede de Distribuição de 13,8 kV.

Com o reforço de 2 novos servidores de tempo-real, na plataforma de *hardware* do COI, o sistema passou a operar com maior rapidez, estabilidade e confiabilidade. A nova arquitetura conta com 4 servidores, sendo 2 com função de processamento de dados em tempo-real e 2 trabalhando como postos de operação. A rede SAGE foi dividida em 3 sub-redes, separando os processos de aquisição, difusão e tratamento dos dados de tempo-real, melhorando, dessa forma, o tráfego de informações desde as subestações e equipamentos telecomandados até o COI. Com relação à plataforma de *software*, foi instalada a versão 2002 do SAGE, modelo EMS *(Energy Management System)*, que permite a aplicação de ferramentas de Análise de Redes em tempo-real, tais como Estimador de Estado, Análise de Contingências e Fluxo de Potência.

A Rede Aérea de Distribuição de 13,8 kV foi incrementada com mais 10 equipamentos telecomandados, sendo 6 religadores e 4 chaves seccionadoras, totalizando 136 equipamentos em todo o Estado do Rio Grande do Norte que podem ser supervisionados e controlados desde o COI.

A COSERN também implantou em 2002 o Sistema de Terminais de Dados em Veículos Via Satélite (TDV), abrangendo todos os 55 veículos de plantão que atendem ao Rio Grande do Norte. Esse sistema tem o objetivo de agilizar o encaminhamento das solicitações dos clientes, quanto às ocorrências de defeitos na rede elétrica, para que possamos realizar os reparos necessários com maior rapidez. A partir da Central de Teleatendimento – 0800 701 0800 –, as equipes de manutenção são mobilizadas através dos terminais de dados existentes em cada um dos veículos, sem interferências, ruídos e áreas não cobertas pelos sistemas convencionais.

Modernização da Operação

A COSERN adquiriu da ABB uma moderna Subestação Móvel com capacidade de 10 MVA, composta por um transformador de força com transformação de 69/13.8 kV, disjuntores de alta e média tensão, chaves seccionadoras, completo sistema de proteção e serviços auxiliares.

O equipamento, de grande importância para a COSERN, representa uma reserva quente para o sistema. Com capacidade de rápida substituição de transformadores que venham a apresentar defeitos, contribui significativamente para a redução dos tempos de desligamentos, devido a falhas nas subestações, e elimina os desligamentos quando há necessidade de manutenção em transformadores de força.

A COSERN já possui também trinta relés digitais, com a função de Localizadores de Faltas, instalados no sistema. Além de apresentarem as funções de proteção elétrica do sistema, esses relés indicam a localização da falta em quilômetros, contribuindo para uma rápida identificação dos problemas pelas turmas de manutenção de linhas.

Uso Eficiente da Energia

Em 2002, a COSERN deu continuidade ao seu programa de eficientização da iluminação pública dos municípios do Estado. Foram executados projetos em mais 18 municípios, num total de 9.580 lâmpadas substituídas. Essa quantidade de pontos eficientizados importou em um investimento de mais de R$ 1 milhão, promovendo uma redução de demanda na ponta do sistema COSERN de 570 kW e uma economia anual de energia para as prefeituras, com conseqüente redução de suas faturas, da ordem de 2.490 MWh, o que facilitará o pagamento das contas, contribuindo para a redução da inadimplência.

Outro projeto que mereceu destaque em 2002 foi a implantação prática do projeto Piloto de Tarifa Amarela em consumidores de baixa tensão. Essa nova modalidade tarifária está possibilitando que o consumidor administre seu consumo, principalmente no horário de ponta, e possa obter a redução de até 26% na conta de energia. Numa análise dos 6 primeiros meses de implantação da tarifa registrou-se uma redução média de consumo de 10% por consumidor.

Mais sete projetos foram desenvolvidos, referentes ao Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica 2002. Dois deles da classe residencial – venda de lâmpadas econômicas e venda subsidiada de eletrodomésticos e aparelhos de ar-condicionado –, três de diagnóstico e projetos energéticos industriais e comerciais, e ainda dois projetos para o Poder Público, envolvendo o governo do Estado e o Hospital Luis Antonio, que faz parte da Liga Norte-rio-grandense contra o Câncer. No Projeto Residencial de venda de lâmpadas econômicas, foram entregues 32.500 lâmpadas, atendendo a 16.250 clientes em municípios do interior do Rio Grande do Norte. Nos últimos quatro anos já foram distribuídas 116.160 lâmpadas, para 70.070 clientes.

Programa de Redução de Perdas

Foram recuperados 16.455 MWh de energia, em 2002, representando um aumento de 111,4% em relação aos valores de 2001. Mesmo assim, registrou-se um índice de perdas de 14,03%. A elevação de 1,21 pontos percentuais em relação ao índice verificado no ano anterior (12,82%) foi motivada, principalmente, pelo aumento dos casos de furto de energia elétrica por parte dos consumidores, como conseqüência do Plano de Racionamento. Para tentar fugir das cotas de energia, estabelecidas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, parte dos consumidores adotaram a prática do furto. Isso pode ser comprovado pelo aumento significativo do número de fraudes constatadas e pela energia recuperada pelas equipes de fiscalização da Empresa. Por outro lado, a menor quantidade de energia comprada, em relação ao previsto, conseqüência do racionamento, como dito anteriormente, fez com que este índice sofresse uma elevação com respeito ao projetado.

Vale destacar que a evolução do índice durante os últimos meses do ano mostrava um início de diminuição.

Gestão Corporativa - Recursos Humanos

A COSERN somava, em 31 de dezembro de 2002, 619 empregados, sendo 11,47% gerentes e gestores, 31,34% administrativos e 57,19% operativos. A produtividade da COSERN é de 1.248 clientes por empregado, uma das melhores do setor elétrico brasileiro.

Os executivos e empregados da COSERN, bem como das empreiteiras de serviço, reagiram rapidamente aos efeitos do racionamento, adaptando-se às novas regras, demostrando determinação e flexibilidade, permitindo que a COSERN, perante os seus clientes e reguladores, mantivesse um serviço de qualidade e a imagem de uma empresa eficiente.

Foi elaborado o Código de Ética da COSERN, que estabelece de modo claro os critérios de conduta e postura da Empresa, de seus profissionais e de todos aqueles com os quais mantém relações. Além disso, considerando as atuais tendências e cenários, foi atualizado pelo mesmo grupo de empregados que o elaborou em 1998, o Projeto de Empresa, instrumento que reúne as diretrizes fundamentais da COSERN, as quais irão conduzir sua gestão empresarial. Nesse Projeto estão definidos os compromissos assumidos com o objetivo de alcançar os mais altos padrões de eficiência empresarial e de integração social.

A aprovação desses dois instrumentos pela Diretoria Executiva e Conselho de Administração permitiu consolidar o modelo de gestão e direção praticado na empresa.

O Sistema de Direção baseia-se na filosofia de gestão por objetivos. Aglutina, de forma ordenada e coerente, estratégia e gestão com um sentido global e participativo. O planejamento estratégico promove de forma inequívoca o caminhar da Empresa, ao alinhar os planos específicos desenvolvidos nas diferentes diretorias que compõem a COSERN, permitindo concretizar o planejamento estabelecido. Ainda o programa de orçamento anual, devidamente ajustado e adequado para o momento da Empresa, apoia a execução e a concretização dessas ações.

O tripé citado compõe o modelo de gestão e direção que levou à COSERN a ser uma das melhores empresas do setor, permitindo manter a qualidade dos serviços e sua imagem de eficiência junto aos clientes. Esses fatores são importantes para concretizar a missão de "Fornecer energia elétrica a seus clientes, em condições de excelência em qualidade, atendimento e segurança, a um preço competitivo, com rentabilidade adequada e preservando o Meio Ambiente".

Desempenho Econômico-Financeiro

Arrecadação, Novos Financiamentos e Política de Hedge

O caixa da COSERN em 2002 foi afetado pelo fato das vendas de energia terem ficado 6,14% abaixo do previsto e o não ter ocorrido o recebimento dos créditos do MAE, o que provocou a realização da arrecadação 21,75% abaixo do esperado, alcançando R$ 481,02 milhões. Nesse cenário, a contratação de novos financiamentos foi necessária para fazer frente aos novos investimentos, na atividade de distribuição e na Termoaçu.

Dentre os novos financiamentos destacam-se a nova operação estruturada de captação de recursos na modalidade de pré-pagamento de exportação, no montante de US$ 22 milhões e prazo de 2 anos, e o financiamento no montante de R$ 123,1 milhões e prazo de 105 meses contratado junto ao BNDES, através do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica. Tais financiamentos permitiram a COSERN fazer um alongamento importante de sua dívida de curto prazo, bem como supriu em parte a redução verificada no consumo de Energia Elétrica.
Cabe ressaltar também a eficácia da política de "hedge" cambial da Companhia, a qual ao proteger 100% da exposição em moeda estrangeira da COSERN, possibilitou que o resultado do exercício não fosse afetado pela expressiva desvalorização cambial ocorrida em 2002.

Resultado do Exercício

A COSERN encerrou o exercício social de 2002 com lucro líquido de R$ 30,7 milhões. O EBITDA alcançou R$ 98,2 milhões e a receita operacional líquida foi de R$ 439,5 milhões, consolidando uma margem de 22,34% .

A rentabilidade do patrimônio líquido foi de 6,53%, com um lucro por ação de R$ 0,183.

Destinação do Lucro

À Administração da COSERN decidiu propor à Assembléia Geral Ordinária o pagamento do dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do exercício de 2002, no total de R$ 7.292.311,47, equivalente ao montante de R$ 0,0424201 por ação ON e R$ 0,0466621 por ação PN.

À Administração da Companhia está encaminhando ainda a proposta de destinação de R$ 21.876.934,40 à conta de reserva de retenção de lucros, mediante aprovação de orçamento de capital nos termos do artigo 196 da Lei de Sociedades Anônimas.

Termoaçu

Em reunião do Conselho de Administração da COSERN, realizada em 06 de junho de 2001, foi aprovada a participação da COSERN como acionista controlador da Termoaçu S.A., com a participação de 70% do capital total, em uma sociedade com a PETROBRAS, que participará com os 30% restantes.

A Termoaçu, autorizada pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante Resolução nº 261, de 9 de julho de 2001, implantará uma usina termelétrica de co-geração a gás natural com capacidade inicial de geração de 325 MW de potência bruta e 605 ton/h de vapor. A Termoaçu contratará a venda de energia com a COSERN, com a Companhia de Eletricidade da Bahia - COELBA e com a PETROBRAS. A usina estará localizada no Município de Alto do Rodrigues, Rio Grande do Norte, a 234 km de Natal, próxima aos poços de extração de óleo de Estreito e Alto do Rodrigues, pertencentes à PETROBRÁS que consumirá o vapor produzido na usina. A UTE Termoaçu encontra-se incluída no Programa Prioritário de Termeletricidade do Ministério de Minas e Energia.

Em 2002, foram realizados aportes ao projeto da ordem de R$ 183 milhões, sendo R$ 98,04 milhões do acionista COSERN, R$ 30 milhões do acionista GUARANIANA e R$ 55,03 milhões do acionista PETROBRAS. O capital social da TERMOAÇU ao final do exercício 2002 era de R$ 260 milhões dividido em 260.000 mil ações ordinárias, dos quais 70% pertencentes ao grupo GUARANIANA (GUARANIANA 12,06% e COSERN 57,94%) e 30% da PETROBRAS.

O projeto tem início de operação previsto para março de 2004.

Instrução CVM nº 381

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, e em atenção ao Ofício Circular/CVM/SEP/SNC/nº 02 de 20 de março de 2003, destacamos que a Companhia e demais empresas do Grupo GUARANIANA, contrataram a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, em junho de 2002, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações financeiras, bem como a revisão de informativos contábeis e de contratos para financiamentos em atendimento às exigências do Órgão Regulador, ANEEL, para um período de 3 (três) anos. A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes desde então não prestou serviços não-relacionados à auditoria independente que superassem 5% (cinco por cento) do valor do contrato.

A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo GUARANIANA, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente.

Compromisso Social e Ambiental

A COSERN vem colaborando no desenvolvimento social e cultural do Estado do Rio Grande do Norte, através de patrocínios e apoios e permeia todas as suas atividades com a preocupação de preservar o meio ambiente.

Vários dos patrocínios culturais foram viabilizados através das leis de incentivo à cultura Câmara Cascudo, estadual, e Rouanet, federal.

Com o Circo da Luz, espaço cultural que circula pelo interior do Estado, a COSERN permite à população do Rio Grande do Norte o acesso gratuito a apresentações artísticas e culturais, com discussões, cursos e debates. Outro projeto significativo é o patrocínio à Casa da Ribeira, que mantém há dos anos a Sala COSERN de Teatro.

A COSERN patrocinou o projeto de modernização do Teatro Alberto Maranhão, que permitiu a atualização da platéia, do palco e do sistema de sonorização. Para a inauguração, a Empresa trouxe a Natal o espetáculo "Ana Botafogo in Concert", com a participação especial de Selma Reis.

"Encantaria da Pedra" é outro projeto na área das artes plásticas e literatura. Trata-se de um trabalho específico inspirado nas pinturas rupestres do Rio Grande do Norte. São xilogravuras criadas a partir de uma pesquisa realizada em seis sítios arqueológicos, entre eles o Lajedo de Soledade de Apodi e a Casa Santa de Carnaúba dos Dantas.

Pelo segundo ano consecutivo, a COSERN marcou sua presença na maior festa religiosa de Mossoró, promovendo a realização do espetáculo teatral "Oratório de Santa Luzia", com realização no período de 3 a 13 de dezembro de 2002.

A Empresa patrocinou ainda o Núcleo de Dança e Bordado Reviver, que oferece oportunidade a crianças, jovens e idosos do distrito de Massaranduba, em São Gonçalo do Amarante, de receber ensino de ballet clássico, danças populares e dança expressiva.

Alunos de escolas públicas, clientes de instituições filantrópicas e membros de comunidades de baixa renda de Natal foram beneficiados com oficinas permanentes de artes plásticas, cênicas e música, através do Projeto Operart.

Consciente do seu papel de empresa cidadã, a COSERN também participou de ações sociais. Há dois anos mantém convênio com a Liga Norte-rio-grandense Contra o Câncer, para a captação de recursos a partir de doações feitas através das contas de energia. Outro convênio assinado com a Liga possibilitou a implementação do Projeto de Eficientização Energética no Hospital Luís Antônio.

Além disso, também iniciou um trabalho com a Casa do Menor Trabalhador de Natal, com a reconstrução do refeitório e doações de vários móveis de escritório e equipamentos de informática.

Em parceria com a ONG Fé e Alegria do Brasil, a Empresa substituiu as instalações elétricas de 150 residências de famílias de baixa renda em Pirangi de Dentro (bairro de Parmamirim com cerca de 2000 moradores); distribuiu duas lâmpadas econômicas de 16 volts (com selo Procel) para cada residência, através do Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica, e ministrou palestras para a população sobre como usar energia com eficiência e outros cuidados com eletricidade.

Consciente de que sua missão como empresa vai além do fornecimento de energia elétrica, a COSERN aplica recursos, talento e uma dedicação entusiasmada na condução de iniciativas que, de alguma forma, contribuam decisivamente para o desenvolvimento social brasileiro.

Mais que isso, como Empresa distribuidora de energia elétrica, pauta todas as suas ações baseada em um meio ambiente ecologicamente equilibrado. Durante 2002, a Empresa elaborou estudos visando ao licenciamento ambiental de instalações elétricas; a adoção de novos padrões de redes elétricas, também chamadas redes ecológicas, reduzindo a necessidade da poda de árvores; e o apoio a projetos voltados à formação de uma consciência ambiental.

BALANÇO SOCIAL ANUAL

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001

(Em milhares de reais)

1 - Base de Cálculo		**2002 R$ mil**			**2001 R$ mil**	
1.1 - Receita Líquida		**439.538**			475.270	
1.2 - Resultado Operacional		**49.025**			98.304	
1.3 - Folha de Pagamento		**19.644**			14.612	
2 - Indicadores Sociais Internos	**Valor R$ mil**	**% 1.3**	**% 1.1**	**Valor R$ mil**	**% 1.3**	**% 1.1**
2.1 - Alimentação	**1.001**	**5,10**	**0,23**	849	5,81	0,18
2.2 - Encargos Sociais Compulsórios	**5.385**	**27,41**	**1,23**	5.365	36,72	1,13
2.3 - Previdência Privada	**1.307**	**6,65**	**0,30**	1.247	8,53	0,26
2.4 - Saúde	**677**	**3,45**	**0,15**	561	3,84	0,12
2.5 - Educação	**378**	**1,92**	**0,09**	176	1,20	0,04
2.6 - Creches/ Auxílio Creche/ Benefício Pré-Escola	**123**	**0,63**	**0,03**	114	0,78	0,02
2.7 - Participação nos Lucros ou Resultados	**4.066**	**20,70**	**0,93**	2.635	18,03	0,55
2.8 - Outros Benefícios	**438**	**2,23**	**0,10**	345	2,36	0,07
Total Indicadores Sociais Internos (2.1 a 2.8)	**13.375**	**68,09**	**3,04**	11.292	77,28	2,38
3 - Indicadores Sociais Externos	**Valor R$ mil**	**% 1.3**	**% 1.1**	**Valor R$ mil**	**% 1.3**	**% 1.1**
3.1 - Tributos (excluídos encargos sociais)	**115.733**	**589,15**	**26,33**	110.783	758,16	23,31
3.2 - Investimentos na Cidadania						
3.2.1 - Educação e cultura	**1.289**	**6,56**	**0,29**	1.256	8,60	0,26
3.2.2 - Doações e contribuições	**164**	**0,83**	**0,04**	-	-	-
3.2.3 - Outros	**1**	**0,01**	**0,00**	5	0,03	0,00
3.3 - Investimentos em Meio Ambiente:						
3.3.1 - Relacionados com a operação da empresa	**884**	**1,80**	**0,20**	0	-	-
Total dos Indicadores Sociais (3.1 a 3.3)	**118.071**	**601,05**	**26,86**	112.044	766,79	23,57
4 - Indicadores do Corpo Funcional	**2002**			**2001**		
4.1 - Nº de empregados ao final do período	**619**			618		
4.1.1 - Escolaridade dos empregados						
Superior e extensão universitária	**160**			162		
Superior incompleto	**39**			37		
2º Grau	**334**			328		
2º Grau incompleto	**22**			23		
1º Grau	**44**			47		
1º Grau incompleto	**12**			12		
Primário	**4**			5		
Primário incompleto	**4**			4		
4.1.2 - Faixa etária dos empregados						
Abaixo de 30 anos	**75**			64		
de 30 à 40 anos	**215**			265		
de 41 à 50 anos	**308**			267		
acima de 50 anos	**21**			22		
4.2 - Nº de admissões durante o período	**24**			103		
4.3 - Nº de mulheres que Trabalham na empresa	**146**			137		
4.4 - Nº de Cargos Gerenciais na Cosern	**71**			71		
4.4.1 - Cargos gerenciais-mulheres % Sobre 4.3	**7,5%**			8,0%		
4.4.2 - Cargos gerenciais-mulheres % Sobre 4.4	**15,5%**			15,5%		
4.5 - Nº de empregados portadores de deficiência	**25**			13		
4.6 - Nº de Dependentes	**1.653**			1.882		
4.7 - Nº de Estágiarios	**63**			21		
5 - Investimentos Sociais	**2002 R$ mil**			**2001 R$ mil**		
5.1 - Programa de desperdício	**579**			1.849		
5.2 - Programa de desenvolvimento e pesquisa	**1.031**			959		

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001
(Em milhares de reais)

	2002	**%**	2001	%
RECEITAS				
Venda de energia e serviços	**554.245**		564.090	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	**(37.975)**		(15.887)	
Resultado não operacional (exceto PIS e COFINS)	**(813)**		(1.006)	
	515.457		547.197	
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS				
Energia elétrica e uso da rede	**194.118**		204.109	
Material e serviços de terceiros	**34.834**		30.134	
Outros insumos adquiridos	**15.005**		13.703	
	243.957		247.946	
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	**271.500**		299.251	
(-) RETENÇÕES				
Quotas de reintegração	**30.323**		27.877	
Amortização de ágio incorporado	**9.423**		10.096	
	39.746		37.973	
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	**231.754**		261.278	
(+) VALOR ADICIONADO TRANSFERIDO				
Receitas financeiras	**206.055**		57.738	
(=) VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**437.809**		319.016	
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
PESSOAL				
Remunerações Pessoal Próprio	**18.306**	**4,18**	21.104	6,62
Remunerações Administradores	**1.492**	**0,34**	2.104	0,66
FGTS	**1.286**	**0,29**	1.256	0,39
Previdência privada	**1.050**	**0,24**	1.057	0,33
Convênio assistencial e outros benefícios	**2.193**	**0,50**	1.702	0,53
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	**436**	**0,10**	632	0,20
Participação no lucro	**4.067**	**0,93**	-	-
Custos imobilizados	**(1.754)**	**(0,40)**	(4.972)	(1,56)
	27.076	**6,18**	22.883	7,17
GOVERNO				
INSS (sobre folha de pagamento)	**4.086**	**0,93**	4.109	1,29
ICMS	**77.090**	**17,61**	63.715	19,97
Imposto de renda e Contribuição social	**8.081**	**1,85**	22.788	7,14
PIS e COFINS	**26.416**	**6,03**	21.720	6,81
Obrigações intra-setoriais	**39.740**	**9,08**	15.822	4,96
Outros	**4.590**	**1,05**	2.260	0,71
	160.003	**36,55**	130.414	40,88
FINANCIADORES				
Juros e variações monetárias	**217.238**	**49,62**	61.309	19,22
Aluguéis	**290**	**0,07**	310	0,10
Outros	**2.497**	**0,57**	1.168	0,37
	220.025	**50,26**	62.787	19,68
ACIONISTAS				
Dividendos declarados	**7.292**	**1,67**	-	
Juros sobre capital próprio	**-**	**-**	38.528	12,08
Reserva legal	**1.535**	**0,35**	5.147	1,61
Reserva de retenção de lucro	**21.878**	**5,00**	59.257	18,57
	30.705	**7,01**	102.932	32,27
VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO	**437.809**	**100,00**	319.016	100,00

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
	R$	R$	R$	R$
Lucro líquido do exercício	30.705	102.932	30.705	102.932
Ajustes para reconciliar o lucro líquido (prejuízo) do exercício com recursos provenientes de atividades operacionais				
Juros e variações monetárias e cambiais líquidas dos ativos e passivos	132.950	(15.083)	132.950	(15.009)
Depreciações, amortizações e exaustões	30.323	27.877	30.323	27.888
Baixa de ativo permanente	1.439	1.065	1.439	1.065
Provisão para contingências fiscais e trabalhistas	3.765	11.196	3.765	11.196
Amortização de ágio	9.423	10.096	9.423	10.096
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15.868	9.645	15.868	9.645
Reserva de isenção - ADENE	2.547	-	2.547	-
Ajustes de exercícios anteriores	-	(3)	-	(3)
Participação dos minoritários	-	-	85.390	23.970
Total do lucro do exercício	227.020	147.725	312.410	171.780
(Aumento) diminuição nos ativos				
Contas a receber de clientes	(45.040)	(35.405)	(45.234)	(35.210)
Estoques	258	8	258	8
Impostos a recuperar	(87.189)	(7.092)	(87.234)	(1.153)
Títulos a receber	(4.123)	(1.883)	(4.123)	(1.883)
Outros	(34.920)	(160.778)	(46.300)	(166.819)
Total do aumento nos ativos	(171.014)	(205.150)	(182.633)	(205.057)
Aumento (diminuição) nos passivos				
Fornecedores	1.154	26.880	92.517	38.001
Impostos, taxas e contribuições	38.877	23.350	39.059	22.675
Adiantamento de clientes	183	273	183	273
Provisão para contingências	(1.929)	(9.913)	(1.929)	(9.913)
Outros	(27.257)	(35.263)	(10.453)	(35.928)
Total do aumento nos passivos	11.028	5.327	119.377	15.108
	67.034	(52.098)	249.154	(18.169)
Adições aos investimentos	(98.044)	(52.596)	-	-
Adições ao imobilizado	(47.972)	(56.372)	(349.104)	(116.109)
Adições ao diferido	(21.820)	-	(9.443)	(11.109)
	(167.836)	(108.968)	(358.547)	(127.218)
Empréstimos captados a curto prazo				
Instituições financeiras	221.176	50.510	221.176	50.510
Empréstimos e financiamentos captados a longo prazo				
Instituições financeiras	178.595	112.336	178.595	112.336
Pagamento a instituições financeiras	(320.451)	(14.465)	(320.451)	(14.465)
	79.320	148.381	79.320	148.381
	(21.482)	(12.685)	(30.073)	2.994
Caixa e equivalentes no início do exercício	28.484	41.169	44.163	41.169
Caixa e equivalentes no final do exercício	7.002	28.484	14.090	44.163

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Fausto de Andrade Ribeiro
Presidente

Mário Ruiz-Tagle Larrain
Vice-Presidente

Conselheiros

Alexander Diógenes Ferreira Gomes
Fernando Manuel Pereira Afonso Ribeiro
José Altino Bezerra
Luiz Oswaldo Sant´Iago Moreira de Souza
Pablo Canales Abaitua
Pedro Damásio Costa Neto

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

2. DAS CONCESSÕES

A Companhia e sua controlada Termoaçu, detém junto a ANEEL, as seguintes concessões:

Geração	Localidade/ Capacidade Instalada (MW)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Usina Termelétrica – Termoaçu	Alto do Rodrigues – 325 MW	09/07/2001	08/07/2031

Distribuição	Municípios	Localidades	Data da Concessão	Data de Vencimento
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	31/12/2027

A TERMOAÇU é um projeto do grupo GUARANIANA e da PETROBRAS, para a instalação de uma usina termelétrica no Estado de Rio Grande do Norte. O projeto consiste em uma planta de co-geração com uma potência instalada de 325 MW e uma produção de vapor de 610 t/h, que será construída no município de Alto do Rodrigues/RN. A energia elétrica se destinará a suprir as distribuidoras de energia elétrica do Grupo GUARANIANA e o vapor será usado pela PETROBRAS para injeção contínua nos seus poços de petróleo, aumentando sua produção na região. O investimento total previsto é de US$ 300 milhões, dos quais US$ 85 milhões correspondem às turbinas de gás. Em 2002, foram realizados aportes ao projeto da ordem de R$ 183 milhões, sendo R$ 98.044 do acionista COSERN, R$ 30.000 do acionista GUARANIANA e R$ 55.030 do acionista PETROBRAS. O capital social da TERMOAÇU ao final do exercício 2002 era de R$ 260.000 dividido em 260.000 mil ações ordinárias, dos quais 70% pertencentes ao grupo GUARANIANA (GUARANIANA e COSERN) e 30% da PETROBRAS.

O projeto tem início de operação previsto para dezembro de 2003.

3. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Algumas informações estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 155/2003 – SFF/ANEEL de 24 de janeiro de 2003 e Ofício Circular/CVM/SNC nº 01/2003 de 16 de janeiro de 2003.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo um documento denominado de Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, contendo o Plano de Contas, instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações econômicas e financeiras resultando em importantes alterações nas práticas contábeis e de divulgação, até então aplicáveis, às empresas do setor. As normas contidas no referido Manual são de aplicação compulsória a partir de 1º de janeiro de 2002, já tendo sido parcialmente aplicada nas demonstrações contábeis do exercício de 2001. As demonstrações contábeis individuais e consolidadas para o exercício findo em 31/12/2001 foram reclassificadas, quando aplicável, para comparabilidade.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Consumidores, concessionárias e permissionárias

Engloba o fornecimento e suprimento de energia faturada e não faturada por estimativa, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Está reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

Estoque (inclusive do ativo imobilizado)

Os materiais em estoque, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

Investimentos

A participação societária em controlada é avaliada pelo método da equivalência patrimonial. Os outros investimentos estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada.

A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994, complementada pela Resolução ANEEL nº 015 de 24 de dezembro de 1997. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas às Resoluções ANEEL nº 02 de 24 de dezembro de 1997 e nº 44, de 17 de março de 1999 e estão apresentadas na nota explicativa nº 15.

Os gastos de administração geral são apropriados, mensalmente, às imobilizações e demais ordens em curso, em até 10% dos dispêndios diretos com pessoal mais serviços de terceiros a estas atribuíveis.

Em função do disposto na Instrução Contábil 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, os juros, encargos financeiros e variações monetárias, relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo.

Em atendimento à Instrução Contábil 6.3.23 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, as Obrigações Vinculadas à Concessão, registradas nos livros, em grupo específico no Passivo Exigível a Longo Prazo, estão apresentadas como dedução do Ativo Imobilizado, dadas suas características de aporte financeiro de consumidores, da União e de outras fontes, com fins específicos de financiamento para obras.

Diferido

Composto por despesas pré-operacionais relacionadas à implantação do projeto da unidade termoelétrica contemplando estudos e projetos de viabilidade econômica financeira e de impacto ambiental, além dos encargos financeiros referentes ao projeto. O saldo líquido será amortizado em cinco anos a partir do ínicio das operações.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

É calculado com base nas alíquotas efetivas de imposto de renda e contribuição social e reconhecido o diferimento em função das diferenças intertemporais. A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda calculado com base no lucro de exploração (vide nota explicativa nº 31).

Plano de complementação de aposentadoria e pensão

Os custos associados ao plano de aposentadoria e pensão são reconhecidos pelo regime de competência.

Apuração do resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

Valores especiais estimados

A preparação de demonstrações contábeis de acordo com as práticas de contabilidade adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia baseada em estimativas faça o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subseqüentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa e Provisão para Contingências.

Outros direitos e obrigações

Demais ativos e passivos circulantes e de longo prazo estão atualizados até a data do balanço, quando legal ou contratualmente exigidos.

5. PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução nº 247/96 da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incluem a Companhia e sua controlada Termoaçu S.A. (em fase pré-operacional), cuja participação em 2002 é de 57,94% e em 2001 é de 68,69%.

Os balanços patrimoniais, em 31 de dezembro de 2002 e 2001, da Termoaçu S.A., está assim composto de forma condensada:

	Balanço Patrimonial	
	2002	2001
Ativo	380.228	88.317
Ativo circulante	13.282	15.778
Realizável a longo prazo	6.018	
Permanente	360.928	72.539
Passivo	380.228	88.317
Circulante	120.228	11.391
Exigível a longo prazo		360
Patrimônio líquido	260.000	76.566

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Composição das contas a receber:

	Controladora e Consolidado						
Consumidores/Concessionárias e Permissionárias	Saldos Vincendos	Saldos Vencidos		Total		Provisão para Devedores Duvidosos	
		Até 90 dias	Mais 90 dias	2002	2001	2002	2001
Setor Privado	24.953	18.825	17.652	61.430	53.074	(7.676)	(7.048)
Residencial	7.349	6.036		13.385	18.687	(1.488)	(1.715)
Industrial	8.258	3.949	4.875	17.082	13.503	(3.216)	(1.962)
Comercial, serviços e outras	6.672	5.066	3.271	15.009	12.425	(2.822)	(1.321)
Rural	2.674	3.774	9.506	15.954	8.459	(150)	(2.050)
Poder público	3.082	5.659	4.724	13.465	16.874	(801)	
Federal	836	1.454	1.894	4.184	3.634	(241)	
Estadual	1.212	2.195	2.241	5.648	2.984	(502)	
Municipal	1.034	2.010	589	3633	10.256	(58)	
Iluminação pública	1.506	3.645	19.404	24.555	37.508		
Serviço público	2.725	2.692	21.342	26.759	19.275	(6.029)	
PDD confissões de dívidas e outras						(10.678)	(13.470)
Subtotal - Consumidores	32.266	30.821	63.122	126.209	126.731	(25.184)	(20.518)
Fornecimento não faturado				15.958	9.400		
MAE - Mercado Atacadista de Energia				91.579	49.936		
Outros líquidos				(2.868)	(1.300)		
Total				230.878	184.767	(25.184)	(20.518)
Ativo Circulante				(194.154)	(184.767)	(25.184)	(20.518)
Ativo Realizável a Longo Prazo				36.724			

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com a norma do Manual de Contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber. Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

Os valores correspondentes às operações junto ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, foram registrados levando-se em consideração informações do MAE para o período entre setembro de 2000 e novembro de 2002 e estimativa para dezembro de 2002. As vendas no âmbito do MAE no exercício de 2002 foram valorizadas com base na tarifa definida no "Acordo Geral do Setor Elétrico". No exercício de 2002 foram disponibilizados ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, o excedente de 663.911 Mwh (2001, 162. 992 Mwh).

A liquidação financeira do valor homologado pelo MAE, referente ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, R$ 64.972 - ativo consolidado e R$ 6.840 - passivo consolidado estava programada para 22 de novembro de 2002, mas foi postergada em razão de novo acordo realizado entre as empresas do setor e o Governo. De acordo com o estabelecido nesse novo acordo, 50% do saldo líquido a receber deveria ser liquidado até 31 de dezembro de 2002 e o saldo remanescente liquidado após a conclusão dos trabalhos de auditoria a ser contratada para essa finalidade. Até a data de emissão desse relatório, a Companhia recebeu o montante de R$ 13.081, correspondente a 22,5% do saldo líquido a receber. De acordo com as regras desse mercado, o saldo a receber da primeira parcela não liquidado no montante de R$ 15.985 refere-se ao efeito de liminares, depósitos judiciais e faturas a serem negociadas bilateralmente entre empresas do setor.

Os valores da energia no curto prazo podem estar sujeitos a modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor. Em grande parte, essas empresas obtiveram liminar que torna sem efeito o Despacho nº 288 da Aneel, de 16 de maio de 2002, que teve como objetivo o esclarecimento às empresas do setor sobre o tratamento e a forma de aplicação de determinadas regras de contabilização do MAE, incluídas no Acordo Geral do Setor Elétrico. O pleito dessas empresas envolve o direito de alocação de parcela de suas energias em submercados sob racionamento durante o período de 2001 a 2002, quando havia discrepância significativa de preços na energia de curto prazo entre os submercados.

7. TÍTULOS A RECEBER

Referem-se a parcelamento de débito de contas de fornecimento de energia em atraso e parcelamento de prestação de serviços.

	Controladora e Consolidado				
	Saldos	Vencidos		Total	
	Vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	2002	2001
Setor público	60.546	3.984	13.564	78.094	64.295
Setor privado	1.081	166	6.457	7.704	6.491
Total	61.627	4.150	20.021	85.798	70.786
Ativo Circulante				(46.036)	(28.731)
Ativo realizável a longo prazo				39.762	42.055

8. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Câmara de Gestão da Crise de Energia, divulgou em 18 de maio de 2001 um plano de racionamento de energia elétrica, a partir de 1º de junho de 2001, e determinou através da Resolução 117, de 19 de fevereiro de 2002, o término deste programa em 1º de março de 2002.

Em cumprimento a Resolução ANEEL nº 299 de 27 de julho de 2001, a Companhia vem efetuando os registros contábeis decorrentes deste programa, conforme demonstramos a seguir:

	2002	2001
Bônus do racionamento	22.211	13.415
Fundo de valores do acréscimo à tarifa ANEEL (Sobretaxa)	(20.721)	(5.892)
Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL	1.490	7.523
Gastos incrementais com racionamento a recuperar	5.113	4.045
Efeito líquido do racionamento	6.603	11.568

Em 2002, parte do saldo com gastos incrementais foi reclassificado para o curto-prazo devido a definição da recuperação desses valores através da revisão tarifária de 2003.

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (kWh), e a contratação de capacidade de geração ou potência (kW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico. O encargo tarifário cobrado atualmente dos consumidores, a título de encargo de capacidade emergencial, é de R$ 0,0057 kWh, (Resolução ANEEL nº 351/02) e no período de 6 de maio de 2002 a 27 de junho de 2002 foi de R$ 0,0049 kWh (Resolução ANEEL nº 249/02).

Nesse sentido, os valores contabilizados e repassados à CBEE, como encargo tarifário tem a seguinte composição:

	Controladora	
	2002	
	Faturado	Repassado
Encargo de capacidade emergencial	13.105	7.418

9. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

A Resolução da Câmara de Gestão da Crise – GCE nº 91, de 21 de dezembro de 2001, e as Resoluções ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002 e nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, regulamentaram o denominado "Acordo Geral do Setor Elétrico", estabelecendo que a recomposição tarifária dar-se-á através de incremento de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras.

A ANEEL homologou, em 29 de agosto de 2002, os respectivos valores da recomposição tarifária através das Resoluções nº 480 (para o período de 1º de junho de 2001 a 31 de dezembro de 2001) e nº 481 (para o período de 1º de janeiro de 2002 a 28 de fevereiro de 2002). E, através da Resolução nº 484, de 29 de agosto de 2002, fixou o prazo máximo de permanência do adicional tarifário para a Recomposição Tarifária Extraordinária nas tarifas de fornecimento, que é 105 meses, contados a partir de dezembro de 2001. Este prazo é suficiente para a realização destes valores.

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

a) - Recomposição tarifária das perdas com faturamento no período de vigência do Programa Emergencial de Redução do consumo de Energia Elétrica

	2002	2001
Recomposição tarifária do racionamento		
Perda da receita	130.237	115.830
(-) Reversão da recomposição tarifária	(19.335)	
Remuneração financeira da perda da receita	25.730	
(-) Reversão da remuneração da recomposição tarifária	(2.139)	
Total	134.493	115.830
Ativo circulante	(23.522)	(16.639)
Ativo realizável a longo prazo	110.971	99.191
Conciliação do resultado		
Perda da receita	25.861	
(-) Reversão da recomposição tarifária	(21.474)	
Efeito no resultado de 2002	(4.387)	

b) – Energia livre - racionamento

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

A Resolução ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, estabeleceu os procedimentos para registro contábil dos efeitos decorrentes da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que concerne a Energia Livre. Os registros contábeis devem ser feitos simultaneamente nos ativos e passivos circulantes e longo prazo, tendo como contrapartida, respectivamente, as contas de Receita de Fornecimento e Despesa de Energia Comprada.

Como o Acordo do Setor Elétrico não prevê qualquer custo adicional para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, advindo do reconhecimento contábil da energia livre, a COSERN registrou, no ativo realizável à longo prazo, o montante do PIS/COFINS reconhecido, na expectativa da sua recuperação via tarifa de energia elétrica.

Nesse sentido, os valores contabilizados em 31 de dezembro de 2002 e 2001 como energia livre, homologados pela ANEEL através da Resolução nº 483, têm a seguinte composição:

	Ativo		Passivo		Resultado	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo	Receita	Despesa
Energia Livre		33.915		33.915	4.237	(4.237)
PIS/COFINS		1.238			156	
Total em 31 de dezembro de 2002		35.153		33.915	4.393	(4.237)
Total em 31 de dezembro de 2001	4.740	26.020	4.573	25.104		

Em 2002, o saldo de energia livre foi reclassificado para o longo prazo, atendendo a prioridade de recuperação, conforme Ofício Circular nº 155/2003 – SFF/ANEEL de 24 de janeiro de 2003.

c) - Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

	Controladora e Consolidado					
	Ativo			Passivo		
	Circulante	Longo Prazo	Total	Circulante	Longo Prazo	Total
Subvenção para conta de consumo de combustível - CCC	1.175	905	2.080	6.565		6.565
Reserva global de reversão – RGR	75		75		500	500
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE		71	71	64		64
Encargos de conexão no sistema de transmissão	93		93		941	941
Transporte de energia elétrica	5.765	2.646	8.411			
Tarifa de utilização do sistema de transmissão – TUST						
Energia comprada para revenda		5.861	5.861			
Total em 31 de dezembro de 2002	7.108	9.483	16.591	6.629	1.441	8.070
Total em 31 de dezembro de 2001	3.614	6.744	10.358			

A Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da "Parcela A", referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

O valor correspondente ao período de 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2002 já está sendo recuperado através do último reajuste tarifário de 22 de abril de 2002, e ao período de 23 de março de 2002 a 23 de março de 2003 será recuperado no próximo reajuste tarifário.

d) - Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu inicialmente, financiamento no valor de R$ 115.998, para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Sobre o principal da dívida incide encargos à taxa SELIC + 1% a.a, sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

10. TRIBUTOS A COMPENSAR

Por força de determinações legais, a Companhia procede as retenções e/ou antecipações, para posterior compensação, de tributos e contribuições. Os saldos finais de curto e longo prazos estão assim constituídos:

	Controladora			
	2002		2001	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
IR sobre aplicação financeira	98		353	
IR antecipado e a compensar	20.176		6.222	
IR swap	11.664			
CSLL antecipada	6.657		2.261	
ICMS a recuperar	4.194	7.864	340	5.947
PIS e COFINS a compensar	8.190		127	
Outros	17		31	
Total	50.996	7.864	9.334	5.947

	Consolidado			
	2002		2001	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
IR sobre aplicação financeira	98		354	
IR antecipado e a compensar	20.221		6.222	
IR swap	11.664			
CSLL antecipada e compensar	6.657		2.261	
ICMS a recuperar	4.194	7.864	340	5.947
PIS e COFINS a compensar	8.197		133	
Outros	17		31	
Total	51.048	7.864	9.341	5.947

O imposto de renda (IR) e a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

Em 31 de dezembro de 2001, por conta do Acordo Geral do Setor Elétrico, a COSERN reconheceu em seus ativos os montantes de receitas a recuperar visando restabelecer o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão de energia elétrica, mediante Recomposição Tarifaria Extraordinária – RTE, em conseqüência da redução da demanda e pela intervenção do Governo Federal cujos valores estão detalhados à nota explicativa nº 9. Concomitantemente estas receitas foram oferecidas à tributação para IRPJ, CSLL, PIS e COFINS pelo regime de competência de acordo com a legislação fiscal. Em 2002 a Receita Federal através do Parecer COSIT nº 26, de setembro de 2002, reconheceu que a receita gerada pela aplicação da sobretarifa de que trata o Parágrafo primeiro do artigo 4º da então Medida Provisória nº 14, de 2001, convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, deverá compor a apuração das bases de cálculos dos tributos federais mencionados acima, quando ocorrer o efetivo consumo de energia sobre o qual incidiu a respectiva cobrança da sobretarifa, à medida e na proporção de sua efetivação, sendo os tributos apurados de acordo com a Lei vigente em cada um desses períodos.

Desta forma, os valores de tributos devidos em 2001 e 2002, recolhidos em 2002 por conta da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE pela Companhia tornaram-se indevidos e foram reconhecidos no ativo da empresa como tributos e contribuições a recuperar pela seguinte espécie e valores:

IRPJ e CSLL	18.685
PIS e COFINS	7.750
Total	26.435

11. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia mantém Imposto de Renda diferido ativo calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e Contribuição Social diferida ativa constituída à alíquota de 9%, conforme demonstrado abaixo:

	Controladora e Consolidado			
	2002		2001	
	Base de Cálculo	Tributo Diferido Ativo	Base de Cálculo	Tributo Diferido Ativo
Imposto de Renda	212.613	53.153	131.639	32.909
Prejuízos Fiscais	104.677	26.169	53.851	13.463
Diferenças Temporárias	107.936	26.984	77.788	19.446
Contribuição Social	146.811	13.213	67.664	6.090
Base Negativa	66.267	5.964	17.279	1.555
Diferenças Temporárias	80.544	7.249	50.385	4.535
Total		66.366		38.999
Ativo Circulante		(7.377)		(8.603)
Ativo Realizável a Longo Prazo		58.989		30.396

Em cumprimento à Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, a expectativa de realização dos créditos fiscais, com base em estudos submetidos à apreciação dos órgãos da administração, está apresentada abaixo:

	2003	2004	2005	2006	Total
Imposto de Renda	5.424	13.065	14.330	20.333	53.152
Contribuição Social	1.953	4.704	6.557		13.214
					66.366

Nos últimos dois anos e no exercício atual, a Companhia apresentou lucro tributável.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais combinadas a uma taxa de 34 % em 2002 e 2001.

	Controladora	
	2002	2001
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	48.209	97.288
Alíquota combinada do imposto de renda e contribuição social	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	16.391	33.077
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado do período:		
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social	(5.935)	(14.846)
Outros	7.048	14.653
Imposto de renda e contribuição social no resultado	17.504	32.884

12. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas das distribuidoras controladas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349/01.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247/96, as controladas mantém o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Sociedade apresentam contas específicas relacionadas com ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2002 e 2001 são como segue:

	Controladora e Consolidado	
Balanço	2002	2001
Ágio – incorporado	638.018	638.018
Provisão	(448.466)	(439.042)
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	189.552	198.976
Ativo Circulante	(10.124)	(9.423)
Ativo Realizável a Longo Prazo	179.428	189.553
Resultado		
Amortização do ágio	27.715	29.694
Reversão da provisão	(18.292)	(19.598)
Crédito fiscal	(9.423)	(10.096)
Efeito líquido no resultado		

Como demonstrado, a amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, conseqüentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Os ágios têm como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão e estão sendo amortizados pelos períodos remanescentes da concessão. Na COSERN, desde dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 474, de 30 de novembro de 2000, conforme demonstrado na tabela a seguir.

Curva de Amortização de Ágio					
Ano	Fatores	Ano	Fatores	Ano	Fatores
2001	0,04654	2011	0,03983	2021	0,02784
2002	0,04344	2012	0,03842	2022	0,02666
2003	0,04667	2013	0,03705	2023	0,02551
2004	0,04707	2014	0,03741	2024	0,02442
2005	0,04656	2015	0,03575	2025	0,02336
2006	0,04547	2016	0,03430	2026	0,02235
2007	0,04455	2017	0,03289	2027	0,02138
2008	0,04297	2018	0,03153		
2009	0,04118	2019	0,03022		
2010	0,04133	2020	0,02907		

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor líquido total de R$ 189.552 (2001, R$ 198.976), que em essência, representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e realizável a longo prazo como Benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

13. OUTROS CRÉDITOS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Devedores diversos	1.616	849	1.660	941
Despesas antecipadas		24	12.044	24
Participação financeira do consumidor	1.631	2.230	1.631	2.230
Subvenção - consumidores - baixa renda (vide nota explicativa nº 28)	14.057		14.057	
Serviços prestados a terceiros	622	444	622	444
Outros créditos	2.053	1.425	2.031	1.231
Total	19.979	4.972	32.045	4.870
Ativo Circulante	(18.348)	(2.742)	(24.396)	(2.640)
Ativo Realizável a Longo prazo	1.631	2.230	7.649	2.230

14. INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Termoaçu S.A.	150.640	52.596		
Outros investimentos	10	149	10	149
Total	150.650	52.745	10	149

Informações sobre a controlada:

		TERMOAÇU	
Data-base		31/12/2002	31/12/2001
Ações (em milhares):			
Ordinárias		150.640	68.640
Participação no capital integralizado	%	57,94	68,69
Capital realizado	R$	260.000	76.566
Patrimônio líquido	R$	260.000	76.566
Participação no investimento	R$	150.640	52.596

Movimentação dos investimentos:

	Controladora		
	Termoaçu	Outros	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2001		149	149
Integralizações	52.596		52.596
Saldos em 31 de dezembro de 2001	52.596	149	52.745
Integralizações	98.044		98.044
Baixas		(139)	(139)
Saldos em 31 de dezembro de 2002	150.640	10	150.650

15. IMOBILIZADO

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Em serviço	341.097	326.744	341.311	326.869
Em curso	31.535	29.227	403.365	88.821
Subtotal	372.632	355.971	744.676	415.690
Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	(61.128)	(49.317)	(61.128)	(49.317)
Total	311.504	306.654	683.548	366.373

Por atividade o imobilizado está constituído da seguinte formação:

		Controladora					
		2002					2001
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Custo	Depreciação e amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações Vinculadas à Concessão	Valor Líquido	Valor Líquido
Em serviço							
Distribuição	5,38%	518.022	(190.683)	327.339	(46.420)	280.919	246.566
Comercialização	18,25%	10.760	(4.611)	6.149		6.149	30.512
Administração	12,06%	14.094	(6.485)	7.609		7.609	9.043
Subtotal		542.876	(201.779)	341.097	(46.420)	294.677	286.121
Em curso							
Distribuição		28.698		28.698	(14.708)	13.990	20.176
Comercialização		1.513		1.513		1.513	223
Administração		1.324		1.324		1.324	134
Subtotal		31.535		31.535	(14.708)	16.827	20.533
Total		574.411	(201.779)	372.632	(61.128)	311.504	306.654

		Consolidado					
		2002					2001
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Custo	Depreciação e amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações Vinculadas à Concessão	Valor Líquido	Valor Líquido
Em serviço							
Geração							125
Distribuição	5,38%	518.022	(190.683)	327.339	(46.420)	280.919	246.566
Comercialização	18,25%	10.760	(4.611)	6.149		6.149	30.512
Administração	12,06%	14.344	(6.521)	7.823		7.823	9.043
Subtotal		543.126	(201.815)	341.311	(46.420)	294.891	286.246
Em curso							
Geração		349.951		349.951		349.951	59.594
Distribuição		28.698		28.698	(14.708)	13.990	20.176
Comercialização		1.513		1.513		1.513	223
Administração		23.203		23.203		23.203	134
Subtotal		403.365		403.365	(14.708)	388.657	80.127
Total		946.491	(201.815)	744.676	(61.128)	683.548	366.373

As principais taxas anuais de depreciação, de acordo com a Resolução ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 044/99 de 17 de março de 1999, são as seguintes:

Taxas Anuais de Depreciação por Macroatividade/Equipamentos Principais

Distribuição	(%)	Comercialização	(%)
Barra de capacitores	6,7	Equipamento geral	10,0
Chave de distribuição	6,7	Edificação	4,0
Condutor do sistema	5,0	Administração	
Estrutura do sistema	5,0	Edificação	4,0
Regulador de tensão	4,8	Veículos	20,0
Medidor	4,0	Intangível	20,0
Transformador	5,0	Equipamento geral	10,0

O Imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

De acordo com os artigos nº 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução nº 259 de 03 de julho de 2001, aprovou o modelo de reestruturação societária apresentado pela Companhia, em cumprimento a cláusula 12ª do contrato de concessão nº 010/97, firmado em 8 de agosto de 1997, referente à criação de duas novas empresas uma de Geração e outra de Transmissão, mediante alienação dos bens à valores contábeis, para fins de desverticalização de suas atividades. Em atendimento as disposições contidas na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e a Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram transferidos para o Ativo Imobilizado os seguintes valores:

	Consolidado	
	Distribuição	
	2002	2001
Juros contabilizados	50.233	33.553
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(68)	(3)
Efeito líquido no resultado	50.165	33.350

As obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Estas obrigações foram corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

A composição dessas é a seguinte:

	Controladora e Consolidado	
	2002	2001
Participação da União	1.479	1.479
Participação dos Estados	2.298	
Participação dos Municípios	1.223	
Participação do consumidor	55.093	46.584
Outros	1.035	1.254
Total	61.128	49.317

16. DIFERIDO

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Despesas diferidas	1.502	1.502	12.206	14.321
Encargos financeiros	21.820			
Amortização acumulada	(1.460)	(1.147)	(1.460)	(1.147)
Total	21.862	355	10.746	13.174

Os gastos pré-operacionais referem-se basicamente aos gastos com consultoria financeira e ambiental, assessorias diversas e gastos administrativos relacionados ao projeto da Termoaçu.

Em 31 de dezembro de 2002, a controladora registrou no ativo diferido os encargos financeiros relacionados com os recursos repassados ou aportados na controlada Termoaçu com o propósito da construção da Usina Termoelétrica. O montante de R$ 21.820 capitalizado foi incorporado ao ativo imobilizado quando da consolidação das demonstrações contábeis.

17. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Fornecedores de energia elétrica	39.222	36.190	39.222	36.190
Fornecedores de energia elétrica – MAE	6.840	6.840	6.840	6.840
Materiais e serviços	7.245	9.123	109.729	20.244
Total	53.307	52.153	155.791	63.274

18. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS DA DÍVIDA

	Controladora e Consolidado				
	Encargos da Dívida	Principal		Total	
		Circulante	Longo Prazo	2002	2001
Moeda estrangeira					
Banco do Brasil	4	13.263		13.263	25.769
Bankboston					21.719
Citibank					11.322
Westlb	2.381		77.733	77.733	41.534
Itaú	430		70.666	70.666	50.229
BBV	959	15.844		15.844	9.131
Bradesco	436	9.122		9.122	
Lloyds	654	15.206		15.206	
Santander	2.242	23.813		23.813	
Total moeda estrangeira	7.106	77.248	148.399	225.647	159.704
Moeda nacional					
Banco do Brasil	310	3.189	31.886	35.075	31.018
Eletrobrás	6	16.575	10.383	26.958	32.128
Bandern					9.854
BNDES FINEM	86	7.866	54.655	62.521	60.291
BNDES Emergencial	1.190	22.009	87.902	109.911	
Itaú		24.937		24.937	
Alfa	114	20.000		20.000	
Bankboston		31.849		31.849	
Total moeda nacional	1.706	126.425	184.826	311.251	133.291
Total	8.812	203.673	333.225	536.898	292.995
Ajuste Swap		(31.211)		(31.211)	25.339
Total	8.812	172.462	333.225	505.687	318.334

Condições contratuais dos empréstimos da controladora e consolidado em 31 de dezembro de 2002:

Fonte	Moeda	Data de Assinatura	Objetivo	Juros	Vencimento
Banco do Brasil	R$	30/03/1994	Parcelamento de débito referente a empréstimo BNDES	IGPM + 10,136% a.a.	2014
Banco do Brasil	U$	20/12/2002	Capital de Giro	1,05% a.a.	2003
ELETROBRÁS	R$	DIVERSAS	Expansão de linhas e redes de distribuição, linhas de transmissão e aquisição de medidores	6 a 12 % a.a.	2013
BNDES/FINEM	R$	01/06/2000	Investimento sistema transmissão/Distribuição	TJLP + 4,5% a.a.	2008
ITAÚ	U$	28/11/2001	Capital de Giro	7,31% a.a.	2004
		20/09/2002	Capital de Giro	110% CDI	2003
WESTLB	U$	29/08/2002	Capital de Giro	7,66% a.a.	2004
LLOYDS	U$	01/04/2002	Saldar dívidas com debêntures	5,65% a.a.	2003
SANTANDER	U$	09/09/2002	Capital de Giro	30% a.a.	2003
BBV	U$	18/11/2002	Capital de Giro	50,7% a.a.	2003
BRADESCO	U$	18/11/2002	Capital de Giro	40% a.a.	2003
BANKBOSTON	R$	27/12/2002	Capital de Giro	113% CDI	2003
ALFA	R$	20/12/2002	Capital de Giro	CDI+0,14% a.m.	2003
BNDES	R$	14/02/2002	Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica	SELIC + 1%	2007

Para os empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias ou aval da controladora.

O total devido em moeda estrangeira e nacional da controladora e consolidado desdobra-se da seguinte forma:

	Controladora e Consolidado					
	2002			2001		
Moeda estrangeira	Em moeda de origem (mil)	Em Milhares de reais	%	Em moeda de origem (mil)	Em Milhares de reais	%
Dólar norte-americano	62.119	219.486	94	55.710	129.270	80
Iene	445.515	13.267	6	1.842.153	32.619	20
Total		232.753	100		161.889	100
Principal		225.647			159.704	
Encargos		7.106			2.185	

	Controladora e Consolidado			
	2002		2001	
Moeda nacional	Em milhares de reais	%	Em milhares de reais	%
UFIR	7.060	2	4.902	4
FINEL	2.866	1	4.560	3
TR			9.854	7
IGP-M	47.616	15	49.107	37
TJLP	67.415	21	65.167	49
CDI	76.898	25		
SELIC	111.102	36		
Total	312.957	100	133.590	100
Principal	311.251		133.291	
Encargos	1.706		299	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001:

	Variação %	
Moeda/Indexador	2002	2001
Iene	68,18	3,66
Dólar norte-americano	52,27	18,66
Índice Geral de Preços Mercado – IGP – M	25,31	10,37
FINEL	4,68	2,00
TJLP	9,87	9,50
CDI	19,11	17,29
Taxa de Referência – TR	2,80	2,29
SELIC	21,39	19,38

A distribuição por ano de vencimento das dívidas de longo prazo é a seguinte:

	Controladora e Consolidado	
	Total	
	2002	2001
2003		69.560
2004	196.646	66.135
2005	42.508	16.002
2006	41.646	15.891
Após 2006	52.425	27.045
Total	333.225	194.633

Mutação de empréstimos e financiamentos:

	Controladora e Consolidado			
	Moeda nacional		Moeda estrangeira	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
Saldos em 1º de janeiro de 2001	23.075	103.476		
Ingressos		13.757	80.737	98.578
Encargos	472	1.825		
Variação monetária e cambial	1.168	3.945	(8.975)	(10.637)
Transferências	16.311	(16.311)		
Amortizações	(14.426)			
Saldos em 31 de dezembro de 2001	26.600	106.692	71.762	87.941
Ingressos	108.232	110.133	133.454	68.462
Encargos	3.178	2.383	1.126	
Variação monetária e cambial	2.980	6.279	79.307	48.820
Transferências	38.085	(38.085)		
Amortizações	(52.650)	(2.576)	(208.401)	(56.824)
Saldos em 31 de dezembro de 2002	126.425	184.826	77.248	148.399

O aumento do endividamento está diretamente relacionado à situação geral do setor de distribuição de energia elétrica no país, que ainda está sofrendo os efeitos do período de racionamento, especialmente na região Nordeste onde o consumo residencial tem um maior peso no mix de vendas das distribuidoras e onde o consumo registrado em 2002 situa-se nos mesmos níveis de 1999.

19. DEBÊNTURES

Controladora e Consolidado							
2002	Principal 2002			2001	Principal 2001		
Encargos da Dívida	Circulante	Longo Prazo	Total	Encargos da Dívida	Circulante	Longo Prazo	Total
961	18.750		18.750	2.531	37.500	18.750	56.250

Características	Controlada
Forma e Espécie:	Nominativas simples
Quantidade de títulos:	7.500 debêntures simples
Valor nominal:	R$ 10.000,00
Data da emissão:	1º de abril de 2000
Vencimento final:	1º de abril de 2003
Remuneração:	104,5 % da variação da taxa média do CDI
Periodicidade pagamento:	Semestral, a partir de outubro de 2001
Amortização programada:	Em 4 parcelas semestrais e consecutivas de R$ 2.500,00 a partir de outubro/2001

20. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

- Considerações gerais

  A utilização de instrumentos e de operações com derivativos envolvendo indexadores tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia.

  A administração avalia que os riscos são mínimos, pois não existe concentração de parte contrária, e as operações são realizadas com bancos de reconhecida solidez dentro de limites aprovados.

- Valor de mercado dos instrumentos financeiros

  Os valores contábeis, registrados em operação com empresas ligadas e empréstimos e financiamentos, referentes aos instrumentos financeiros constantes no balanço patrimonial, quando comparado com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência destes com o valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, se aproximam, substancialmente, de seus correspondentes valores de mercado.

  As contas a receber de poderes públicos, federal, estadual e municipais (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R$ 142.873 (2001, R$ 137.952). Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos, face as negociações em andamento que impossibilita a previsão dos prazos de recebimento.

  Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, vinculados aos projetos específicos de infra-estrutura básica, obtidos em moeda estrangeira, junto a instituições internacionais de desenvolvimento, assim como os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS e aos consumidores, estão compatíveis com o valor de tais operações, não disponíveis no mercado financeiro.

  O contrato de mútuo obtido junto FASERN pela COSERN, de conformidade com as normas estabelecidas para as entidades de previdência privada fechada, equivalem ao valor de mercado para esse tipo de operação.

- Fatores de risco

Risco de crédito

O risco surge da possibilidade de as Companhias virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores, cortando o fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira.

Moeda estrangeira

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de aumento nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2002, operações de "swap" cambial no valor nominal total contratado de R$ 189.324 (2001, R$ 179.315), representando aproximadamente 100% do endividamento em moeda estrangeira.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2002 a Companhia apurou um resultado positivo nas operações de "hedge" cambial no montante de R$ 108.668, (2001, resultado negativo de R$ 25.339).

Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

21. TAXAS REGULAMENTARES

	Controladora e Consolidado	
	2002	2001
Quota de Reserva Global de Reversão – RGR	1.088	576
Quota de Consumo de Combustível – CCC	1.423	1.141
Encargo de Capacidade Emergencial – ECE	2.902	
Taxa de Fiscalização – ANEEL	57	77
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico FNDCT	907	744
Total	6.377	2.538

22. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Companhia é patrocinadora da Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da COSERN - FASERN pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (das patrocinadoras e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. No plano previdenciário de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade das patrocinadoras.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Benefício Definido corresponde a 10,45% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano, (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% corresponde a contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes e 5,68% a contribuições normal e de risco e 1,87 % a cobertura das despesas administrativas da FASERN.

A partir de março de 1999, a FASERN, passou a adotar novo plano de benefício previdenciário de contribuição definida, cuja adesão foi superior a 98% dos participantes ativos.

O plano contempla benefícios de risco com cobertura para invalidez e morte totalmente custeados pelas patrocinadoras, aos empregados ativos participantes do plano. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, pagamento único. Por suas características o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.
A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Contribuição Definida corresponde a 9,39% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano, (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% corresponde a contribuição suplementar relativo a tempo passado dos participantes, 3,63% a contribuição normal (igual a dos participantes), 1,05% a contribuição dos benefícios de risco e 1,81 % a cobertura das despesas administrativas FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	FASERN	
	2002	2001
Custo do imobilizado em curso	352	120
Despesas operacionais	956	1.057
Total	1.308	1.177

Operações com as Fundações

A Companhia mantêm contrato de mútuo com a Fundação, para controle das dívidas, dentro dos limites estabelecidos pela legislação vigente à época, e estabelecimento das condições para remuneração e amortização da dívida, compatíveis com as práticas de mercado.

	FASERN	
	2002	2001
Crédito de curto prazo	1.864	3.121
Crédito de longo prazo	1.460	3.218
Total	3.324	6.339

Deliberação CVM nº 371 – Contabilização dos Planos de Pensão

Na avaliação atuarial do plano de benefício definido foi adotado o método do crédito unitário projetado, estando os ativos dos planos posicionados em 31 de dezembro de 2001, conforme facultado pela Interpretação Técnica do IBRACON nº 01/01, referendada pela CVM através do Ofício Circular CVM/SEP/SNC/nº 01/2002.

O parecer atuarial da FASERN, emitido por atuário independente, considerando as situações econômico-financeiras das fundações, em 31 de dezembro de 2002 e 2001 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 371/00:

	FASERN	
Planos de Benefícios Definido	2002	2001
Valor justo dos ativos do plano	44.713	36.181
Valor presente da obrigação atuarial com direitos já vencidos	(37.422)	(34.153)
Valor presente da obrigação atuarial com direitos a vencer	(38)	(78)
Ativo líquido (status de cobertura do plano)	7.253	1.950
Ganho atuarial não reconhecido	(4.692)	
Ativo líquido para a empresa	2.561	1.950

	FASERN	
Custo esperado do Plano Previdenciário de Benefício Definido	2003	2002
Custo do serviço corrente		
Custo dos juros	3.660	(3.340)
Retorno dos investimentos	(4.424)	3.558
Ativo líquido	(764)	218

Conservadoramente, a Administração da Companhia decidiu pelo não reconhecimento destes ativos nas demonstrações contábeis findas em 31 de dezembro de 2002 e 2001.

	FASERN	
Principais premissas atuariais	2002	2001
Taxa de desconto	10,24	10,24
Taxa de rendimento esperada sobre os ativos do plano	10,24	10,24
Taxa de crescimento salarial	6,08	6,08
Índice de reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	4,00	4,00
Fator de capacidade do benefício/salário	100,00	100,00

23. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
ICMS	7.557	8.822	7.557	8.822
IR de distribuição de lucros		5.775		5.775
Imposto de renda – pessoas física e jurídica	73	600	90	665
IPTU	1.978	476	1.978	476
ISS	140	166	351	166
INSS	486	223	486	227
FGTS	129		129	
COFINS	2.102	5.205	2.102	5.205
PIS	1.077	1.128	1.077	1.128
CID – assistência técnica		363		363
Outros	77	135	91	135
Total	13.619	22.893	13.861	22.962

24. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES DIFERIDOS

A COSERN registrou os tributos e contribuições sociais a recolher calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária bem como o valor da contribuição social sobre o lucro calculado sobre o saldo da correção monetária complementar. Lei nº 8.200/91, a ser depreciado. Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições, serão verificados no momento da realização da RTE (Receita Tarifária Extraordinária) e pela depreciação ou baixa do saldo da CMC (Correção Monetária Complementar).

Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos.

	Controladora e Consolidado	
	2002	2001
Imposto de Renda	33.623	
Contribuição Social s/RTE	12.105	
Contribuição Social s/CMC	1.773	1.949
PIS	3.259	
COFINS	6.049	
Total	56.809	1.949
Passivo Circulante	(7.944)	
Passivo Exigível a Longo Prazo	48.865	1.949

25. PARCELAMENTO - TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	Controladora e Consolidado	
	2002	2001
REFIS		
Circulante	2.054	1.861
Longo prazo	2.331	3.939
	4.385	5.800

Em 28 de novembro de 2000, a Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS, aprovado pela Lei nº 9.964, de 10 de abril de 2000, tendo declarado seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF e ao Instituto Nacional do Seguro Social – INSS. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, dentre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo), foram fatores determinantes para a adesão ao programa.

O débito consolidado será pago em 60 parcelas mensais consecutivas, iniciado em novembro de 2000, atualizadas pela variação da TJLP. As regras do programa estabelecem como condição de permanência no mesmo a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições.

A distribuição anual da amortização dos parcelamentos a longo prazo é a seguinte:

	Controladora	
	2002	2001
2003		1.751
2004	1.865	1.751
2005	466	437
Total	2.331	3.939

26. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	Controladora	
	2002	2001
Dividendos mínimos – sobre o lucro líquido ajustado:		
Ações ordinárias	5.504	
Ações preferenciais classes "A"	961	
Ações preferenciais classes "B"	827	
Total	7.292	
Dividendos mínimos – sobre o lucro líquido ajustado		
Lucro líquido do exercício	30.705	102.932
Constituição da reserva legal	(1.535)	(5.147)
Amortização do ágio incorporado	27.715	29.694
Reversão da provisão para manutenção do patrimônio líquido	(18.292)	(19.598)
Benefício fiscal da amortização do ágio incorporado	(9.423)	(10.096)
Base de cálculo do dividendo	29.170	97.785
Dividendos mínimos obrigatórios	7.292	24.447
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos e propostos:		
Dividendos – R$ 0,0424201por ação ON e R$ 0,0466621 por ação PN	7.292	
Juros sobre capital próprio		38.528
Total bruto	7.292	38.528
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio - 15%. Na parcela de acionistas imunes não ocorre a incidência de imposto de renda.		5.775

A formação dos saldos em 31 de dezembro é como segue:

	Controladora
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio:	
Declarados	70.331
Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF	(5.775)
Pagos	(64.351)
Proposta de dividendos à Assembléia Geral Ordinária	32.754
Em 31 de dezembro de 2001	32.959
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio:	
Pagos	(1.975)
Proposta de dividendos à Assembléia Geral Ordinária	7.292
Em 31 de dezembro de 2002	38.276

27. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões constituídas para contingências e respectivos depósitos judiciais são compostos como segue:

	Controladora e Consolidado					
	2002			2001		
	Valor da Provisão		Depósitos	Valor da Provisão		Depósitos
Contingências	No exercício	Acumulada	Judiciais	No exercício	Acumulada	Judiciais
Trabalhistas	3.193	12.924	6.998	207	9.730	7.081
Cíveis	(323)	16.960	524	10.989	17.285	614
Clientes – Plano Cruzado	(6)	3.706		1.661	3.712	
Outros	(317)	13.254	524	9.328	13.573	
Fiscais	895	4.734	1.890	(8.820)	5.767	
PIS				(2.376)	313	
COFINS				(6.470)	1.665	
INSS		836		71	758	
IR		1.668		(136)	1.668	
CSLL		1.334		91	1.050	
Outros	895	896			313	
Total	3.765	34.618	9.412	2.376	32.782	7.695
Circulante		(15.936)				
Exigível a Longo Prazo		18. 682				

Trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas movidas contra a empresa envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial e outras.

Clientes

Tarifas Plano Cruzado

A Companhia é ré em demandas judiciais nas quais alguns consumidores industriais questionam a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nº 38 e 45 do DNAEE, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteiam a restituição de valores envolvidos. Não é possível prever o resultado final das ações, tendo diversas outras companhias obtido êxito parcial nos pleitos dos consumidores. Para fazer face a eventuais contingências advindas desses pleitos, a Companhia possue provisões constituídas no montante R$ 3.706 (2001, R$ 3.712) relacionado com o diferencial de alíquota cobrado no período de março a novembro de 1986 dos consumidores industriais, acrescido dos encargos moratórios, cujos montantes são considerados suficientes.

Outras cíveis

Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais, de pessoas físicas e jurídicas, nas quais a COSERN é ré, envolvendo danos morais e materiais.

Outros Fiscais

Referem-se a autuações de IPTU contestadas pela Companhia.

INSS

Referem-se a autuações da Companhia na condição de contribuinte solidário na contratação de serviços de empreiteira. A Companhia vem acionando as empreiteiras para comprovação do recolhimento e conseguinte baixar os autos. Não existem riscos à integridade do REFIS.

A administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto a possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir possíveis perdas com tais causas.

28. TARIFA SOCIAL BAIXA RENDA

O Governo Federal, através da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou um significativo impacto na receita operacional da Companhia.

O Decreto Presidencial nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, autorizou a ELETROBRÁS a utilizar recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, para financiamento às concessionárias da perda de receita com aplicação da tarifa social aos consumidores de baixa renda, decorrentes dos novos critérios estabelecidos na Lei nº 10.438/02, atualizada pela Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, até a definição das fontes definitivas para custeio do subsídio.

A ANEEL divulgou através da Resolução nº 491, de 30 de agosto de 2002, os procedimentos, condições e prazos para a homologação dos valores que serviram de base à contratação dos financiamentos junto à ELETROBRÁS.

A Companhia iniciou, a partir de setembro, o faturamento do fornecimento de energia elétrica aplicando a tarifa social com base nos novos critérios de enquadramento das unidades consumidoras de baixa renda.

Conforme a Resolução nº 491, os valores faturados em desacordo com a tarifa social, no período de maio a agosto de 2002, registrado no passivo circulante R$ 8.488, estão sendo devolvidos aos consumidores em conta de energia.

A ANEEL, através do Ofício Circular nº 155/2003 – SFF/ANEEL de 24 de janeiro de 2003, divulgou os procedimentos contábeis para registro do ativo, R$ 14.057, decorrente do reconhecimento da receita no que diz respeito à redução dos valores faturados em relação a aplicação dos critérios de classificação de unidades consumidoras na subclasse residencial Baixa Renda.

29. OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Empréstimo compulsório	764	965	764	965
Taxa de iluminação pública	51	1.325	51	1.325
Depósito judicial Guaraniana	1.459		1.459	
Obrigações estimadas	9.352	18.668	9.361	18.668
Outros	710	(204)	710	(204)
Total	12.336	20.754	12.345	20.754
Circulante	(10.659)	(20.754)	(10.668)	(20.754)
Exigível a Longo Prazo	1.677		1.677	

30. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O Capital social totalmente subscrito em 31 de dezembro de 2002 e 2001, é de R$ 140.413.

A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas em 31 de dezembro de 2001 é a seguinte:

	Em milhares de ações									
	Ordinárias		Preferenciais							
Acionistas	Única	%	A	%	B	%	C	%	Total	%
COELBA	80.946	62,4	13.480	78,7	2.185	63,7	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S.A.	39.678	30,6	1.656	9,7	1.093	31,4			42.427	25,2
Uptick Participações S.A.	7.577	5,8	951	5,5	206	5,9	1.047	5,9	9.781	5,8
Iberdrola Energia do Brasil Ltda.	1.269	1,0	886	5,2					2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,9					426	0,3
Total	129.746	100,0	17.123	100,0	3.484	100	17.721	100,0	168.074	100,0

A Assembléia Geral Extraordinária realizada em 30 de dezembro de 2002, deliberou a alteração do Estatuto Social da Companhia a fim de adequá-lo as modificações introduzidas pela Lei nº 10.303 de 31 de outubro de 2001. A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas em 31 de dezembro de 2002 é a seguinte:

	Em milhares de ações							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais					
Acionistas	Única	%	A	%	B	%	Total	%
COELBA	80.946	62,4	15.665	76,0	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S.A.	39.678	30,6	2.748	13,3			42.427	25,2
Uptick Participações S.A.	7.577	5,8	1.157	5,6	1.047	5,9	9.781	5,8
IBERENER	1.269	1,0	886	4,3			2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8			426	0,3
Total	129.746	100,0	20.606	100	17.721	100,0	168.074	100,0

As ações ordinárias dão direito a voto nas deliberações da Assembléia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado prioridade no reembolso do capital no caso de liquidação da Companhia, e assegurada ainda, às ações preferenciais "Classe A", prioridade na distribuição de dividendos.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe "A" e "B" terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício pela legislação societária, limitada a 20% do capital social.

A Companhia decidiu em Assembléia Geral Ordinária, a retenção de parcela do lucro líquido do exercício de 2001, no montante de R$ 59.257, prevista em orçamento de capital para o período 2002/2004, conforme estabelece a Lei nº 6.404/76.

31. INCENTIVO FISCAL IMPOSTO DE RENDA - ADENE

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000/99.

Por conta disso, a COSERN formalizou pleito à antiga SUDENE e obteve o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais através do Laudo Constitutivo nº 0038/2002 – ADENE, emitido em 03 de julho de 2002. Em 15 de agosto de 2002, protocolou junto a Delegacia da Receita Federal/RN, o Termo de Opção para formalizar o aproveitamento do crédito retroativo a 06 de dezembro de 2001. Conforme disposto no artigo 2º, da Instrução Normativa nº 217/2002, a Receita Federal deverá pronunciar-se sobre o pleito formalizado, em até 120 dias, da data de protocolo do referido "Termo".

Dessa forma, a COSERN apurou em 2002 o valor de R$ 2.547 de incentivo fiscal ADENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 37,50% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real. O valor correspondente da respectiva redução foi contabilizado como Reserva de Capital em montante integral, devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

32. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Controladora					
	Nº de consumidores (1)		MWh (1)		R$	
	2002	2001	2002	2001	2002	2001
Consumidores:						
Residencial	675.488	656.082	757.349	768.097	145.289	146.529
Industrial	4.414	4.544	882.197	811.692	126.863	94.767
Comercial	55.193	53.166	425.740	394.325	98.302	73.734
Rural	25.434	19.575	214.173	202.316	25.081	15.178
Poder Público	9.168	8.945	127.187	126.941	31.503	23.512
Iluminação Pública	1.597	1.255	102.991	110.931	15.897	12.539
Serviço Público	1.277	1.271	186.743	179.289	31.430	22.306
Suprimento					221	
Fornecimento não faturado					6.557	(1.589)
Subtotal	772.571	744.838	2.696.380	2.593.591	481.143	386.976
Recomposição tarifária					4.387	115.830
Energia livre					4.237	29.677
Subvenção à baixa renda (tarifa social)					14.057	
MAE - Mercado Atacadista de Energia		1	663.911	162.992	44.749	28.300
Outras receitas					5.672	3.307
Total	772.571	744.839	3.360.291	2.756.583	554.245	564.090

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

I - Revendedores

Nos exercícios de 2002 e 2001 a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito do Mercado Atacadista de Energia elétrica – MAE, conforme a seguir demonstrado:

	Controladora			
	2002		2001	
	MWh (1)	R$	MWh (1)	R$
Vendas no MAE	677.800	49.548	130.649	19.814
Curto prazo			10.565	6.840
Ajustes na receita	(13.889)	(4.799)	21.778	1.646
Subtotal	663.911	44.749	162.992	28.300
Total suprimento	663.911	44.749	162.992	28.300

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia comercializados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, foram informados pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica e referendados pela Companhia.

33. OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

	Controladora	
	2002	2001
Transporte de energia	305	
Aluguel	1.442	1.236
Renda da prestação de serviços	1.038	544
Serviço taxado	1.053	716
Obra terceiros	1.659	401
Outras receitas	175	410
Total	5.672	3.307

34. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Controladora	
	2002	2001
Receita Operacional Líquida	439.538	475.270
Custo ou despesa operacional por natureza		
Pessoal	28.577	23.914
Administradores	2.160	2.022
Entidade de previdência privada	956	1.057
Energia elétrica comprada para revenda	159.953	148.319
Encargo de uso do sistema de transmissão	29.928	26.113
Energia livre – repasse a geradora	4.237	29.677
Material	4.754	3.343
Serviço de terceiros	28.909	26.485
Depreciação e amortização	29.842	27.205
Provisão para contingências (líquida de reversões)	3.765	11.196
Provisão para FNDCT - Lei 9991/00	1.210	1.705
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	37.975	15.887
Quota para conta consumo combustível - CCC	21.264	8.813
Taxa de fiscalização da ANEEL	759	876
Tributos	4.128	2.252
Custo do serviço prestado a terceiros	630	165
Outras	12.120	2.957
	371.167	331.986
Resultado do Serviço	68.371	143.284

Despesa com Pessoal

	Controladora	
	2002	2001
Remunerações	10.907	12.384
Encargos sociais	5.182	5.365
Auxílio alimentação	952	925
Convênio assistencial e outros benefícios	4.757	1.173
Incentivo à aposentadoria e PDV	436	632
Contencioso Trabalhista	3.828	4.412
Participação nos resultados	3.121	
(-) Transferências para imobilização em curso	(606)	(977)
Total	28.577	23.914

Energia Elétrica Comprada

	Controladora			
	2002		2001	
	R$	MWh (1)	R$	MWh (1)
Energia comprada	164.087	4.095.740	148.319	4.042.052
Ajustes energia comprada	(4.134)	(110.411)		
Total	159.953	3.985.329	148.319	4.042.052

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes

Encargos do uso do sistema de transmissão

	Controladora	
	2002	2001
CHESF	6.677	6.469
Outros	23.251	19.644
Total	29.928	26.113

Depreciação e Amortização

	Controladora	
	2002	2001
Depreciação		
Quota de depreciação no exercício	29.958	27.314
(-) Depreciação transferida para ordens em curso	(116)	(109)
Total	29.842	27.205

Outras Despesas Operacionais

	Controladora	
	2002	2001
Arrendamentos e aluguéis	284	310
Seguros	137	77
Doações e contribuições	233	2
Recuperação de despesa	(58)	(1.217)
Publicações e avisos de desligamentos	434	1.022
Organismo representativo	453	691
Despesas de viagem	507	514
Consumo próprio de energia elétrica	(336)	(10)
Encerramento de ordem em curso	126	16
Legais e judiciais	908	163
Perdas operacionais	7.417	
Eventos	238	150
Indenização de danos elétricos	350	628
Outros	1.427	611
Total	12.120	2.957

35. SEGUROS

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia está demonstrados a seguir:

Riscos	Data da Vigência	Importância Segurada	Prêmio
Riscos nomeados – Subestações e Usinas	31/12/2002	31.183	38
Riscos nomeados – Imóveis próprios e locados	31/12/2002	11.610	14
Responsabilidade Civil Geral – RC Operações	31/12/2002	1.800	68

Os seguros da empresa são contratados conforme a respectiva Política de Gerenciamento de Riscos e Seguros vigente.

Riscos nomeados – subestações e usinas - pela apólice contratada estão cobertas os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Têm cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra danos elétricos.

Riscos nomeados – imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros) e almoxarifados - com respectivos conteúdos, cobertura securitária básica de incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza.

Responsabilidade civil geral – cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em conseqüência das operações comerciais e/ou industriais da empresa. O Limite Máximo a Indenizar por evento é de R$ 1.200, o limite agregado é de R$ 1.800.

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os sinistros de seguros contratados pela sua controlada Termoaçu está demonstrados a seguir:

Riscos	Data da Vigência	Importância Segurada	
		US$ mil	R$ mil
Obras civis, instalação e montagem	31/12/04	179.782	635.224
Responsabilidade civil geral e cruzada (incluindo Danos Morais e Poluição Súbita e Acidental)	31/12/04	6.000	21.200
Perda de Lucro Esperado	31/12/04	90.050	318.174
Transporte	31/12/04	122.302	432.130
DSU (Delay Start-up)	31/12/04	90.050	318.174

O prêmio líquido total é US$ 3.578, o equivalente a R$ 12.642 em 31 de dezembro de 2002.

36. RESULTADO NÃO OPERACIONAL

	Controladora	
	2002	2001
Ganho na desativação/alienação de bens e direitos	167	588
Perda na desativação de bens e direitos	(1.353)	(1.633)
Outras receitas não operacionais	370	29
Total	(816)	(1.016)

37. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A COSERN efetuou transações com partes relacionadas:

		Controladora					
		2002			2001		
Partes relacionadas	Transações	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Iberdrola Energia S.A.	Assistência técnica (performance fee)					3.281	3.989
Iberdrola Energia	Pessoal		61	6			
Iberdrola Cons. e Serviço	Confecção de calendários		3	-		3	3
Iberdrola S.A.	Serviços de consultoria			66		241	104
Amara Brasil	Administração de almoxarifado			592		57	1.065
Gamesa Comercial Brasil	Serviços de engenharia						200
IBENBRASIL	Serviço de Engenharia		555	3.206		260	1.827
Tracol Serv. Elétricos S.A.	Manutenção/recuper. de equipamentos	57	187	1.074		153	1.367
Termoaçu S.A.	Valores a receber	93					
GCS Energia	Valores a pagar		290	449			
Celpe	Material/serviço	11	185	422			
Guaraniana S.A.	Cessão de créditos fiscais (REFIS)						536
Coelba	Material/serviço	37	4.173	5.500		89	857

As transações foram realizadas em condições usuais de mercado.

38. RETENÇÃO DOS LUCROS

A constituição da reserva de retenção de lucros visa fazer face a parte das futuras liquidações de endividamento da Companhia.

39. COMPROMISSO ANEEL

As metas de qualidade e universalização do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica estão disponíveis para acompanhamento da sociedade na página eletrônica da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, no endereço www.aneel.gov.br.

40. REVISÃO TARIFÁRIA

A Cosern está inclusa no processo de revisão tarifária periódica, previsto para o mês de abril de 2003.

41. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO POR ATIVIDADE – NÃO AUDITADA

A composição do resultado da COSERN segregado por atividade é a seguinte:

	Distribuição	Comercialização	Não Vinc. Concessão	Total 2002
	R$ mil	R$ mil	R$ mil	R$ mil
Fornecimento de energia elétrica		481.143		481.143
Subvenção à baixa renda (tarifa social)		14.057		14.057
Suprimento de energia elétrica		44.749		44.749
Disponibilização do sistema de distribuição	305			305
Receita de recomposição tarifária do racionamento		4.387		4.387
Energia livre – repasse a geradora		4.237		4.237
Outras receitas operacionais	1.708	3.659		5.367
Receita operacional	2.013	552.232		554.245
ICMS	(171)	(76.919)		(77.090)
PIS	(5.196)			(5.196)
COFINS	(15.896)			(15.896)
ISS	(18)			(18)
Quota para reserva global de reversão - RGR	(6.431)			(6.431)
Encargo de capacidade emergencial – ECE		(10.076)		(10.076)
Deduções da receita operacional	(27.712)	(86.995)		(114.707)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	(25.699)	465.237		439.538
Custo do serviço de energia elétrica	(51.336)	(253.357)		(304.693)
Custo com energia elétrica		(194.118)		(194.118)
Energia elétrica comprada para revenda		(159.953)		(159.953)
Energia livre – repasse a geradora		(4.237)		(4.237)
Encargos de uso do sistema de transmissão		(29.928)		(29.928)
Custo de operação	(51.336)	(59.239)		(110.575)
Pessoal	(11.549)			(11.549)
Entidade de previdência privada	(432)			(432)
Material	(2.964)			(2.964)
Serviços de terceiros	(8.587)			(8.587)
Subvenção – conta consumo de combustível – CCC		(21.264)		(21.264)
Taxa de fiscalização ANEEL	(759)			(759)
Depreciação e amortização	(26.344)			(26.344)
Provisões operacionais (líquidas de reversões)		(37.975)		(37.975)
Tributos	(92)			(92)
Outras despesas operacionais	(609)			(609)
Custo de Serviço Prestado a Terceiros	(630)			(630)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	(77.665)	211.880		134.215
Despesas operacionais	(41.387)	(24.457)		(65.844)
Despesas com vendas		(24.457)		(24.457)
Despesas gerais e administrativas	(41.387)			(41.387)
Resultado do serviço	(119.052)	187.423		68.371
Receita (despesa) financeira	(23.668)	4.325	(3)	(19.346)
Renda de aplicações financeiras	1.225			1.225
Variação monetária e acréscimo moratório energia vendida		4.325		4.325
Variação monetária líquida	47.910			7.910
Variação cambial líquida	(132.938)			(132.938)
Resultado de Swap	108.668			108.668
Encargos de dívida (líquido de R$ 68, transferido p/custo obra - nota 15)	(50.165)			(50.165)
Outras receitas (despesas) financeiras	1.632		(3)	1.629
RESULTADO OPERACIONAL	(142.720)	191.748	(3)	49.025
Receita não operacional	229			229
Despesa não operacional	(653)	(778)	386	(1.045)
LUCRO ANTES DA CONTRIB.SOCIAL E IMPOSTO DE RENDA	(143.144)	190.970	383	48.209
Imposto de renda e contribuição social - corrente				(8.081)
Imposto de renda e contribuição social - diferido				(9.423)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO				30.705

As receitas e despesas vinculadas às atividades de produção, transmissão e distribuição são alocadas diretamente às unidades operativas e as vinculadas à administração central são alocadas às unidades administrativas. As despesas remanescentes com administração central, após o rateio de administração geral às ordens em curso, são alocadas as atividades operativas proporcionalmente aos saldos das contas. As receitas e despesas com participações societárias são alocadas aos investimentos atípicos à concessão. Esse procedimento está em conformidade com o que determina o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL 001/97.

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIAÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ	6 - NIRE
01813-9	**CIA. ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE**	08.324.196/0001-81	-

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO)							2 - BAIRRO OU DISTRITO	
Rua Mermoz, 150							Baldo	
3 - CEP	4 - MUNICÍPIO							5 - UF
59025-250	Natal							RN
6 - DDD	7 - TELEFONE	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEX	11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX	14 - FAX
84	215-6104	215-6105	215-6100	-	84	215-6242	-	-
15 - E-MAIL								
-								

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para correspondência com a Companhia)

1 - NOME				2 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO)			
Emmanuel Sampaio Lôpo				Rua Mermoz, 150			
3 - BAIRRO OU DISTRITO		4 - CEP		5 - MUNICÍPIO			6 - UF
Baldo		59025-250		Natal			RN
7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX	12 - DDD	13 - FAX	
84	215-6104	215-6105	-	-	84	215-6242	
14 - FAX	15 - FAX	16 - E-MAIL					
-	-	emmanuel.lopo@cosern.com.br					

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO	1 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL
1 - ÚLTIMO	01/01/2003	31/12/2003
2 - PENÚLTIMO	01/01/2002	31/12/2002
3 - ANTEPENÚLTIMO	01/01/2001	31/12/2001

4 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	5 - CÓDIGO CVM	6 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	7 - CPF DO RESP. TÉCNICO
Deloitte Touche Tohmatsu	00385-9	Cláudio Lino Lippi	760.332.368-15

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL)	1 31/12/2002	2 31/12/2001	3 31/12/2000
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	129.746	129.746	129.746
2 - PREFERENCIAIS	38.328	38.328	38.328
3 - TOTAL	168.074	168.074	168.074
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	-	-	-
6 - TOTAL	-	-	-

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA	2 - TIPO DE SITUAÇÃO
Empresa Comercial, Industrial e Outras	Operacional
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO	4 - CÓDIGO ATIVIDADE
Privada Nacional	1990200 - Serviços de Eletricidade
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL	6 - TIPO DE CONSOLIDADO
Distribuição de Energia Elétrica	Total

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO
01	RCA	29/12/2003	Juros Sobre Capital Próprio	31/01/2004	ON	0,0968085000
02	RCA	29/12/2003	Juros Sobre Capital Próprio	31/01/2004	PNA	0,0968085000
03	RCA	29/12/2003	Juros Sobre Capital Próprio	31/01/2004	PNB	0,0968085000
04	PROPOSTA	-	Dividendo	-	ON	0,2249073000
05	PROPOSTA	-	Dividendo	-	PNA	0,2473980000
06	PROPOSTA	-	Dividendo	-	PNB	0,2473980000

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
09/3/2004	

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
1	Ativo Total	1.232.706	1.319.098	1.062.168
1.01	Ativo Circulante	253.474	345.621	288.503
1.01.01	Disponibilidades	8.011	7.002	28.484
1.01.01.01	Numerário disponível	7.864	7.002	28.484
1.01.01.02	Aplicações financeiras	147	0	0
1.01.02	Créditos	244.747	337.749	258.891
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	152.998	194.154	184.767
1.01.02.02	Títulos a receber	58.737	46.036	28.731
1.01.02.03	Recomp. tarif. do racionamento	22.028	23.522	16.639
1.01.02.04	Energia livre - racionamento	4.387	0	4.740
1.01.02.05	Bônus racionamento (líq. acrésc. tarifa)	1.106	1.490	7.523
1.01.02.06	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	5.034	7.108	3.614
1.01.02.07	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	2.408	5.113	0
1.01.02.08	Repasse de emp. e financiamentos	129	0	0
1.01.02.09	(-) Prov. p/ créd. de liquid. duvidosa	(49.434)	(25.184)	(20.518)
1.01.02.10	Serviços em curso	2.036	2.222	3.293
1.01.02.11	Títulos e valores mobiliários	1.005	0	0
1.01.02.12	Tibutos a compensar	23.613	50.996	9.334
1.01.02.13	IR e CS diferidos	2.640	7.377	8.603
1.01.02.14	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.210	10.124	9.423
1.01.02.15	Despesas pagas antecipadamente	0	0	24
1.01.02.19	Outros créditos	7.850	14.791	2.718
1.01.03	Estoques	716	870	1.128
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	662.184	489.461	413.911
1.02.01	Créditos Diversos	534.890	489.461	413.911
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionários	18.890	38.355	0
1.02.01.02	Títulos a receber	84.585	39.762	42.055
1.02.01.03	Recomp. tarif. do racionamento	115.718	110.971	99.191
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	31.540	35.153	26.020
1.02.01.05	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	22.414	9.483	6.744
1.02.01.06	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	0	0	4.045
1.02.01.07	Repasse de emp. e financiamentos	202	0	0
1.02.01.08	Tributos a compensar	9.173	7.864	5.947
1.02.01.09	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	169.218	179.428	189.553
1.02.01.10	IR e CS diferidos	69.768	58.989	30.396
1.02.01.11	Depósitos judiciais	10.257	9.412	7.695
1.02.01.12	Bens e direitos destinados a alienação	44	44	35
1.02.01.19	Outros créditos	3.081	0	2.230
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	127.294	0	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	127.294	0	0
1.02.02.03.01	Contas a receber - Guaraniana	127.294	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	317.048	484.016	359.754
1.03.01	Investimentos	10	150.650	52.745
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	150.640	52.596
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	10	149
1.03.02	Imobilizado	317.038	311.504	306.654
1.03.02.01	Imobilizado - líquido	317.038	311.504	306.654
1.03.03	Diferido	0	21.862	355
1.03.03.01	Diferido - líquido	0	21.862	355

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
2	Passivo Total	1.232.706	1.319.098	1.062.168
2.01	Passivo Circulante	447.924	368.547	344.522
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	254.758	171.424	123.701
2.01.02	Debêntures	0	19.711	40.031
2.01.02.01	Debêntures e encargos	0	19.711	40.031
2.01.03	Fornecedores	38.058	53.307	52.153
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	31.150	29.994	27.292
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	15.736	13.619	22.893
2.01.04.02	Tributos e contribuições diferidos	7.551	7.944	0
2.01.04.03	Programa de Recuperação Fiscal - REFIS	2.309	2.054	1.861
2.01.04.04	Taxas regulamentares	5.554	6.377	2.538

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
2.01.05	Dividendos a Pagar	58.157	38.276	32.959
2.01.05.01	Dividendos e juros sobre capital próprio	58.157	38.276	32.959
2.01.06	Provisões	17.951	15.936	32.782
2.01.06.01	Provisão para contingências	17.951	15.936	32.782
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	6	2.525	3.523
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	6	2.525	3.523
2.01.08	Outros	47.844	37.374	32.081
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	4.454	0	4.573
2.01.08.02	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	4.171	6.629	0
2.01.08.03	Folha de pagamento	915	322	732
2.01.08.04	Encargos da dívida	16.657	8.812	2.484
2.01.08.05	Entidade de prefidência privada	1.536	1.864	3.121
2.01.08.06	Obrigações estimadas	15.397	9.352	18.668
2.01.08.07	Adiantamentos recebidos	287	600	417
2.01.08.08	Consumidores - devolução baixa renda	601	8.488	0
2.01.08.19	Outras contas a pagar	3.826	1.307	2.086
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	283.773	454.538	247.593
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	179.889	330.706	194.633
2.02.02	Debêntures	0	0	18.750
2.02.03	Provisões	14.153	18.682	0
2.02.03.01	Provisão para contingências	14.153	18.682	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.139	1.961	0
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	1.139	1.961	0
2.02.05	Outros	88.592	103.189	34.210
2.02.05.01	Energia livre - racionamento	29.278	33.915	25.104
2.02.05.02	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	2.419	1.441	0
2.02.05.03	Entidade de previdência privada	0	1.460	3.218
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	53.917	48.865	1.949
2.02.05.05	Programa de Recuperação Fiscal - REFIS	409	2.331	3.939
2.02.05.06	Adiantamento p/ aumento de capital	0	13.500	0
2.02.05.07	Outras contas a pagar	2.569	1.677	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	501.009	496.013	470.053
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	228.362	226.257	223.710
2.05.02.01	Res. Esp. de Capital	228.362	226.257	223.710
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	132.234	129.343	105.930
2.05.04.01	Legal	18.962	16.071	14.536
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	113.272	113.272	91.394
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	609.925	554.245	564.090
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	602.722	481.143	386.976
3.01.02	Suprimento de energia elétrica	146	44.749	28.300
3.01.03	Disponibilização sistema de distribuição	493	305	0
3.01.04	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	23.357	14.057	0
3.01.05	(Reversão) Rec. recomp. tarif. racionamento	(20.628)	4.387	115.830
3.01.06	(Reversão) Rec. energ. livre racionamento	(4.159)	4.237	29.677
3.01.19	Outras receitas operacionais	7.994	5.367	3.307
3.02	Deduções da Receita Bruta	(142.368)	(114.707)	(88.820)
3.02.01	ICMS	(94.540)	(77.090)	(63.715)
3.02.02	PIS	(3.452)	(5.196)	(3.681)
3.02.03	COFINS	(17.704)	(15.896)	(16.989)
3.02.04	ISS	(32)	(18)	(8)
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(6.084)	(6.431)	(4.427)
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(20.556)	(10.076)	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	467.557	439.538	475.270

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(322.053)	(305.323)	(270.445)
3.04.01	Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)	(159.953)	(148.319)
3.04.02	Encargos de uso sistema de transmissão	(33.672)	(29.928)	(26.113)
3.04.03	Energia livre racionamento	0	(4.237)	(29.677)
3.04.04	Pessoal	(13.203)	(11.549)	(9.220)
3.04.05	Entidade de previdência privada	(513)	(432)	(402)
3.04.06	Material	(3.633)	(2.964)	(2.650)
3.04.07	Serviços de terceiros	(10.518)	(8.587)	(5.388)
3.04.08	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(16.365)	(21.264)	(8.813)
3.04.09	Conta de desenvolvimento energético-CDE	(2.130)	0	0
3.04.10	Taxa de fisc serv energ elétrica - TFSEE	(920)	(759)	(876)
3.04.11	Depreciação e amortização	(28.490)	(26.344)	(22.482)
3.04.12	Prov. operacionais (líq. de reversões)	(36.340)	(37.975)	(15.887)
3.04.13	Tributos	(212)	(92)	(10)
3.04.19	Outras	(601)	(609)	(443)
3.04.20	Custo do serviço prestado a terceiros	(2.423)	(630)	(165)
3.05	Resultado Bruto	145.504	134.215	204.825
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(81.995)	(85.190)	(106.521)
3.06.01	Com Vendas	(12.149)	(24.457)	(20.138)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(38.390)	(41.387)	(41.403)
3.06.03	Financeiras	(31.456)	(19.346)	(44.980)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	140.490	141.577	52.437
3.06.03.01.01	Renda de aplicações financeiras	467	1.225	1.736
3.06.03.01.02	Jrs, comissões e ac morat energ vendida	14.745	4.325	3.936
3.06.03.01.03	Rem financeira da recomposição tarifária	34.482	25.730	0
3.06.03.01.04	Variação cambial e monetária líquida	90.796	0	35.194
3.06.03.01.05	Resultado de Swap	0	108.668	0
3.06.03.01.19	Outras receitas financeiras	0	1.629	11.571
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(171.946)	(160.923)	(97.417)
3.06.03.02.01	Variação cambial e monetária líquida	0	(110.758)	0
3.06.03.02.02	Resultado de Swap	(62.083)	0	(25.339)
3.06.03.02.03	Encargos de dívida	(78.962)	(50.165)	(33.550)
3.06.03.02.04	Juros sobre capital próprio	(16.271)	0	(38.528)
3.06.03.02.19	Outras despesas financeiras	(14.630)	0	0
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	63.509	49.025	98.304
3.08	Resultado Não Operacional	(1.043)	(816)	(1.016)
3.08.01	Receitas	803	229	647
3.08.02	Despesas	(1.846)	(1.045)	(1.663)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	62.466	48.209	97.288
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(7.675)	(6.674)	(16.779)
3.10.01	IR e Contribuição Social - corrente	(7.675)	(6.674)	(16.779)
3.11	IR Diferido	(13.237)	(10.830)	(16.105)
3.11.01	IR e Contribuição Social - diferido	(13.237)	(10.830)	(16.105)
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	16.271	0	38.528
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	57.825	30.705	102.932
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,34404	0,18269	0,61242

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
4.01	Origens	308.961	421.353	166.052
4.01.01	Das Operações	31.910	116.524	22.239
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	57.825	30.705	102.932
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	(25.915)	85.819	(80.693)
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	32.222	30.323	27.877
4.01.01.02.02	Amortização do ágio, líquida	10.124	9.423	10.096
4.01.01.02.03	Var mon camb e jrs do ELP e RLP líquidas	(91.630)	26.219	(125.737)
4.01.01.02.04	Valor residual ativo permanente baixado	1.373	1.439	1.065
4.01.01.02.05	IR e CS diferidos	9.289	15.868	6.009
4.01.01.02.06	Provisão ajuste valor realização da RTE	10.602	0	0
4.01.01.02.07	Reserva de isenção - ADENE	2.105	2.547	0
4.01.01.02.08	Ajustes de exercícios anteriores	0	0	(3)

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
4.01.02	Dos Acionistas	0	13.500	0
4.01.02.02	Adiantamento para futuro aum. de capital	0	13.500	0
4.01.03	De Terceiros	277.051	291.329	143.813
4.01.03.01	Alienação de investimentos-Termoaçu S.A.	182.378	0	0
4.01.03.02	Acréscimo do exigível a longo prazo	5.069	267.968	116.383
4.01.03.03	Transf. do RLP p/ o ativo circulante	89.604	23.361	27.430
4.02	Aplicações	480.485	388.260	241.313
4.02.01	Acréscimo do realizável a longo prazo	211.064	92.797	29.525
4.02.02	Acréscimo do investimento	0	98.044	52.596
4.02.03	Acréscimo do imobilizado	39.087	47.972	56.372
4.02.04	Acréscimo do diferido	0	21.820	0
4.02.05	Transf exigível LP p/ passivo circulante	175.400	120.335	64.292
4.02.06	JCP e dividendos declarados	54.934	7.292	38.528
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(171.524)	33.093	(75.261)
4.04	Variação do Ativo Circulante	(92.147)	57.118	55.702
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	345.621	288.503	232.801
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	253.474	345.621	288.503
4.05	Variação do Passivo Circulante	79.377	24.025	130.963
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	368.547	344.522	213.559
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	447.924	368.547	344.522

05.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2003 A 31/12/2003 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	226.257	0	129.343	0	496.013
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	57.825	57.825
5.07	Destinações	0	0	0	2.891	(57.825)	(54.934)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	2.891	(2.891)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(38.663)	(38.663)
5.07.03	Juros sobre capital próprio	0	0	0	0	(16.271)	(16.271)
5.08	Outros	0	2.105	0	0	0	2.105
5.08.01	Redução do imposto de renda	0	2.105	0	0	0	2.105
5.09	Saldo Final	140.413	228.362	0	132.234	0	501.009

05.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2002 A 31/12/2002 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	223.710	0	105.930	0	470.053
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	30.705	30.705
5.07	Destinações	0	0	0	23.413	(30.705)	(7.292)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	1.535	(1.535)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(7.292)	(7.292)
5.07.03	Reserva de retenção de lucros	0	0	0	21.878	(21.878)	0
5.08	Outros	0	2.547	0	0	0	2.547
5.08.01	Redução do imposto de renda	0	2.547	0	0	0	2.547
5.09	Saldo Final	140.413	226.257	0	129.343	0	496.013

05.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2001 A 31/12/2001 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	223.713	0	41.526	0	405.652
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	(3)	0	0	0	(3)
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	102.932	102.932
5.07	Destinações	0	0	0	64.404	(102.932)	(38.528)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	5.147	(5.147)	0
5.07.02	Reserva de retenção de lucros	0	0	0	59.257	(59.257)	0
5.07.03	Juros s/ capital próprio	0	0	0	0	(38.528)	(38.528)
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	140.413	223.710	0	105.930	0	470.053

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
1	Ativo Total	1.232.706	1.548.592	1.097.694
1.01	Ativo Circulante	253.474	358.809	304.087
1.01.01	Disponibilidades	8.011	14.090	44.163
1.01.01.01	Numerário disponível	7.864	14.090	44.163
1.01.01.02	Aplicações financeiras	147	0	0
1.01.02	Créditos	244.747	343.849	258.796
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	152.998	194.154	184.767
1.01.02.02	Títulos a receber	58.737	46.036	28.731
1.01.02.03	Recomp. tarif. do racionamento	22.028	23.522	16.639
1.01.02.04	Energia livre - racionamento	4.387	0	4.740
1.01.02.05	Bônus racionamento (líiquido sobretaxa)	1.106	1.490	7.523
1.01.02.06	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	5.034	7.108	3.614
1.01.02.07	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	2.408	5.113	0
1.01.02.08	Repasse de empréstimos e financiamentos	129	0	0
1.01.02.09	Prov. p/ créd. de liquidação duvidosa	(49.434)	(25.184)	(20.518)
1.01.02.10	Serviços em curso	2.036	2.222	3.293
1.01.02.11	Títulos e valores mobiliários	1.005	0	0
1.01.02.12	Tributos a compensar	23.613	51.048	9.341
1.01.02.13	IR e CS diferidos	2.640	7.377	8.603
1.01.02.14	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.210	10.124	9.423
1.01.02.15	Despesas pagas antecipadamente	0	12.044	24
1.01.02.19	Outros créditos	7.850	8.795	2.616
1.01.03	Estoques	716	870	1.128
1.01.04	Outros	0	0	0
2.01.08.19	Outras contas a pagar	3.826	1.307	2.086
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	662.184	495.479	413.911
1.02.01	Créditos Diversos	534.890	495.479	413.911
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionários	18.890	38.355	0
1.02.01.02	Títulos a receber	84.585	39.762	42.055
1.02.01.03	Recomp. tarif. do racionamento	115.718	110.971	99.191
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	31.540	35.153	26.020
1.02.01.05	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	22.414	9.483	6.744
1.02.01.06	Gastos incrmentais c/ rac. a recuperar	0	0	4.045
1.02.01.07	Repasse de empréstimos e financiamentos	202	0	0
1.02.01.08	Tributos a compensar	9.173	7.864	5.947
1.02.01.09	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	169.218	179.428	189.553
1.02.01.10	IR e CS diferidos	69.768	58.989	30.396
1.02.01.11	Depósitos judiciais	10.257	9.412	7.695
1.02.01.12	Bens e direitos destinados a alienação	44	44	35
1.02.01.19	Outros créditos	3.081	6.018	2.230
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	127.294	0	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	127.294	0	0
1.02.02.03.01	Contas a receber - Guaraniana	127.294	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
1.03	Ativo Permanente	317.048	694.304	379.696
1.03.01	Investimentos	10	10	149
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	10	149
1.03.02	Imobilizado	317.038	683.548	366.373
1.03.02.01	Imobilizado - líquido	317.038	683.548	366.373
1.03.03	Diferido	0	10.746	13.174
1.03.03.01	Diferido - líquido	0	10.746	13.174

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
2	Passivo Total	1.232.706	1.548.592	1.097.694
2.01	Passivo Circulante	447.924	488.681	355.718
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	254.758	171.424	123.701
2.01.02	Debêntures	0	19.711	40.031
2.01.02.01	Debêntures e encargos	0	19.711	40.031
2.01.03	Fornecedores	38.058	155.791	63.274
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	31.150	30.236	27.361
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	15.736	13.861	22.962
2.01.04.02	Tributos e contribuições diferidos	7.551	7.944	0
2.01.04.03	Programa de recuperação fiscal - REFIS	2.309	2.054	1.861
2.01.04.04	Taxas regulamentares	5.554	6.377	2.538
2.01.05	Dividendos a Pagar	58.157	38.276	32.959
2.01.05.01	Dividendos e juros s/ o capital próprio	58.157	38.276	32.959
2.01.06	Provisões	17.951	15.936	32.782
2.01.06.01	Provisão p/ Contingências	17.951	15.936	32.782
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	6	19.924	3.523
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	6	19.924	3.523
2.01.08	Outros	47.844	37.383	32.087
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	4.454	0	4.573
2.01.08.02	Valores tatrif. ñ. gerenc. a compensar	4.171	6.629	0
2.01.08.03	Folha de pagamento	915	322	738
2.01.08.04	Encargos da dívida	16.657	8.812	2.484
2.01.08.05	Entidade de previdência privada	1.536	1.864	3.121
2.01.08.06	Obrigações estimadas	15.397	9.361	18.668
2.01.08.07	Adiantamentos rececbidos	287	600	417
2.01.08.08	Consumidores - devolução baixa renda	601	8.488	0
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	283.773	454.538	247.953
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	179.889	330.706	194.633
2.02.02	Debêntures	0	0	18.750
2.02.03	Provisões	14.153	18.682	0
2.02.03.01	Provisão para contingências	14.153	18.682	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.139	1.961	0
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	1.139	1.961	0
2.02.05	Outros	88.592	103.189	34.570
2.02.05.01	Energia livre - racionamento	29.278	33.915	25.104
2.02.05.02	Valores tatrif. ñ. gerenc. a compensar	2.419	1.441	0
2.02.05.03	Entidade de previdência privada	53.917	1.460	3.218
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	409	48.865	1.949
2.02.05.05	Programa de recuperação fiscal - REFIS	0	2.331	3.939
2.02.05.06	Adiantamento p/ aumento de capital	0	13.500	360
2.02.05.07	Outras contas a pagar	2.569	1.677	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Participações Minoritárias	0	109.360	23.970
2.05	Patrimônio Líquido	501.009	496.013	470.053
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	228.362	226.257	223.710
2.05.02.01	Res. esp. de capital	228.362	226.257	223.710
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
2.05.04	Reservas de Lucro	132.234	129.343	105.930
2.05.04.01	Legal	18.962	16.071	14.536
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	113.272	113.272	91.394
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	609.925	554.245	564.090
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	602.722	481.143	386.976
3.01.02	Suprimento de energia elétrica	146	44.749	28.300
3.01.03	Disponibilização sistema de distribuição	493	305	0
3.01.04	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	23.357	14.057	0
3.01.05	(Reversão) Rec recomp tarif racionamento	(20.628)	4.387	115.830
3.01.06	(Reversão) Rec energ livre racionamento	(4.159)	4.237	29.677
3.01.19	Outras receitas operacionais	7.994	5.367	3.307
3.02	Deduções da Receita Bruta	(142.368)	(114.707)	(88.820)
3.02.01	ICMS	(94.540)	(77.090)	(63.715)
3.02.02	PIS	(3.452)	(5.196)	(3.681)
3.02.03	COFINS	(17.704)	(15.896)	(16.989)
3.02.04	ISS	(32)	(18)	(8)
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(6.084)	(6.431)	(4.427)
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(20.556)	(10.076)	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	467.557	439.538	475.270
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(322.053)	(305.323)	(270.445)
3.04.01	Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)	(159.953)	(148.319)
3.04.02	Encargos de uso sistema de transmissão	(33.672)	(29.928)	(26.113)
3.04.03	Energia livre racionamento	0	(4.237)	(29.677)
3.04.04	Pessoal	(13.203)	(11.549)	(9.220)
3.04.05	Entidade de previdência privada	(513)	(432)	(402)
3.04.06	Material	(3.633)	(2.964)	(2.650)
3.04.07	Serviços de terceiros	(10.518)	(8.587)	(5.388)
3.04.08	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(16.365)	(21.264)	(8.813)
3.04.09	Conta de desenvolvimento energético - CD	(2.130)	0	0
3.04.10	Taxa de fisc serv energ elétrica - TFSEE	(920)	(759)	(876)
3.04.11	Depreciação e amortização	(28.490)	(26.344)	(22.482)
3.04.12	Prov. operacionais (líq. de reversões)	(36.340)	(37.975)	(15.887)
3.04.13	Tributos	(212)	(92)	(10)
3.04.14	Custo do serviço prestado a terceiros	(2.423)	(630)	(165)
3.04.19	Outras	(601)	(609)	(443)
3.05	Resultado Bruto	145.504	134.215	204.825
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(81.995)	(85.190)	(106.521)
3.06.01	Com Vendas	(12.149)	(24.457)	(20.138)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(38.390)	(41.387)	(41.403)
3.06.03	Financeiras	(31.456)	(19.346)	(44.980)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	140.490	141.577	52.437
3.06.03.01.01	Renda de aplicações financeiras	467	1.225	1.736
3.06.03.01.02	Jrs. comissões e ac. morat energ vendida	14.745	4.325	3.936
3.06.03.01.03	Rem financeira da recomposição tarifária	34.482	25.730	0
3.06.03.01.04	Variação cambial e monetária líquida	90.796	0	35.194
3.06.03.01.05	Resultado de Swap	0	108.668	0
3.06.03.01.19	Outras receitas financeiras	0	1.629	11.571
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(171.946)	(160.923)	(97.417)
3.06.03.02.01	Variação cambial e monetária líquida	0	(110.758)	0
3.06.03.02.02	Resultado de Swap	(62.083)	0	(25.339)
3.06.03.02.03	Encargos de dívida	(78.962)	(50.165)	(33.550)
3.06.03.02.04	Jrs sobre capital próprio	(16.271)	0	(38.528)
3.06.03.02.19	Outras despesas financeiras	(14.630)	0	0

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	63.509	49.025	98.304
3.08	Resultado Não Operacional	(1.043)	(816)	(1.016)
3.08.01	Receitas	803	229	647
3.08.02	Despesas	(1.846)	(1.045)	(1.663)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	62.466	48.209	97.288
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(7.675)	(6.674)	(16.779)
3.10.01	IR e Contribuição Social - corrente	(7.675)	(6.674)	(16.779)
3.11	IR Diferido	(13.237)	(10.830)	(16.105)
3.11.01	IR e Contribuição Social - diferido	(13.237)	(10.830)	(16.105)
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	16.271	0	38.528
3.14	Participações Minoritárias	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	57.825	30.705	102.932
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,34404	0,18269	0,61242

08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
4.01	Origens	308.961	506.750	242.705
4.01.01	Das Operações	31.910	116.524	22.324
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	57.825	30.705	102.932
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	(25.915)	85.819	(80.608)
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	32.222	30.323	27.888
4.01.01.02.02	Amortização do ágio, líquida	10.124	9.423	10.096
4.01.01.02.03	Var mon camb e jrs do ELP e RLP líquidas	(91.630)	26.219	(125.663)
4.01.01.02.04	Valor residual ativo permanente baixado	1.373	1.439	1.065
4.01.01.02.05	IR e CS diferidos	9.289	15.868	6.009
4.01.01.02.06	Provisão ajuste valor realização da RTE	10.602	0	0
4.01.01.02.07	Reserva de isenção - ADENE	2.105	2.547	0
4.01.01.02.08	Ajustes de exercícios anteriores	0	0	(3)
4.01.02	Dos Acionistas	0	98.530	76.553
4.01.02.01	Integralização de capital	0	85.030	76.193
4.01.02.02	Adiantamento para futuro aum. de capital	0	13.500	360
4.01.02.05	Integralização de capital	0	0	0
4.01.03	De Terceiros	277.051	291.696	143.828
4.01.03.01	Alienação de investimentos-Termoaçu S.A	182.378	0	0
4.01.03.02	Acréscimo do exigível a longo prazo	5.069	268.335	116.383
4.01.03.03	Transf do RLP p/ o ativo circulante	89.604	23.361	27.445
4.02	Aplicações	480.485	584.991	312.159
4.02.01	Acréscimo do realizável a longo prazo	211.064	98.817	29.525
4.02.02	Acréscimo do investimento	0	0	52.596
4.02.03	Acréscimo do imobilizado	39.087	349.104	116.109
4.02.04	Acréscimo do diferido	0	9.443	11.109
4.02.05	Transf exigível LP p/ passivo circulante	175.400	120.335	64.292
4.02.06	JCP e dividendos declarados	54.934	7.292	38.528
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(171.524)	(78.241)	(69.454)
4.04	Variação do Ativo Circulante	(92.147)	54.722	71.286
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	345.621	304.087	232.801
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	253.474	358.809	304.087
4.05	Variação do Passivo Circulante	79.377	132.963	142.159
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	368.547	355.718	213.559
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	447.924	488.681	355.718

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

Srs. Acionistas, Conselheiros e Diretores da
COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN
Natal - RN

1. Examinamos o balanço patrimonial da COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN, levantado em 31 de dezembro de 2003, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.

2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN em 31 de dezembro de 2003, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Adicionalmente, examinamos as demonstrações dos fluxos de caixa, do valor adicionado e os balanços sociais da COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN, correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2003 e de 2002, aplicando os mesmos procedimentos descritos no parágrafo 2. Essas demonstrações, não são requeridas como parte das demonstrações contábeis básicas e foram elaboradas para permitir análises adicionais. Em nossa opinião, essas demonstrações estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

5. As demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2002, apresentadas para fins de comparação, foram por nós auditadas, e nosso parecer datado de 17 de janeiro de 2003, continha parágrafos de ênfase quanto: (a) a liquidação financeira dos valores relativos às transações de venda e compra de energia realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, estes valores poderiam estar sujeitos a diversas modificações e não haviam sido liquidados até 31 de dezembro de 2002; (b) e sobre a conversão da Medida Provisória nº 14 na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, disciplinando, entre outros assuntos, a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras de energia elétrica, garantido nos contratos de concessão.

Recife, 26 de janeiro de 2004.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC – nº 2SP 011.609/O-8-S "RN"

Claudio Lino Lippi
Sócio
CRC – SP – nº 097.866/T-2-S "RN"

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,

Submetemos, para apreciação, o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, com Pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2003. Informações complementares poderão ser obtidas através de consulta ao documento "Informações Detalhadas", que encontra-se disponível no site da COSERN: www.cosern.com.br - Relações Com investidores - Informações Financeiras.

Em 2003, a COSERN continuou acreditando na recuperação do setor. Investiu R$ 52,3 milhões na melhoria e manutenção dos padrões elevados de qualidade operacional e na capacidade de fornecimento da energia elétrica que vem oferecendo aos seus clientes.

Esses investimentos refletiram positivamente nos indicadores de qualidade. O Índice de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC caiu de 11,55 horas em 2002 para 10,65 horas em 2003, com melhoria de 7,79%. O Índice de Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC passou de 10,56 vezes em 2002 para 8,50 vezes em 2003, com melhoria de 19,51%.

O índice de perdas de energia elétrica atingiu 12,33%, registrado como o menor índice na COSERN nos últimos 13 anos. Nesses seis anos pós-privatização, a Empresa reduziu em 6,20 pontos percentuais esse indicador, o que representa uma economia por ano na compra de energia de aproximadamente R$ 17 milhões.

Em sua atuação como empresa socialmente responsável, a COSERN vem consolidando-se cada vez mais como uma empresa que se preocupa com questões sócio-culturais, que vão muito além da sua atividade produtiva. Desenvolveu inúmeros projetos para o desenvolvimento cultural e social do Estado do Rio Grande do Norte. Em 2003 foi credenciada com o Selo da Fundação ABRINQ, "Empresa Amiga da Criança", em reconhecimento pelo seu comprometimento em relação aos temas Combate ao Trabalho Infantil, Educação, Saúde, Direitos Civis e Investimento na criança. Desenvolveu, igualmente, diversas ações de preservação do meio ambiente, promovendo maior conscientização sobre a importância do ecossistema para a preservação da vida.

Em 2003, a COSERN também foi premiada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE como a Melhor Distribuidora da Região Nordeste, tendo sido ainda finalista e obtido a 3ª posição nas categorias "Responsabilidade Social" e "Maior Evolução de Desempenho". Na classificação geral e na categoria "Melhor Gestão Econômico-Financeira" a COSERN obteve a 5ª posição, concorrendo com 40 distribuidoras de energia elétrica do Brasil, que atendem a mais de 400 mil clientes.

Fruto das ações que vêm sendo implementadas, visando a melhoria das condições de trabalho e qualidade de vida de seus empregados, a Empresa obteve 83,4% de aprovação na segunda Pesquisa de Clima Organizacional realizada em 2003, que contou com a participação de 98% de seu quadro funcional.

Acreditamos que a COSERN avançará ainda mais em termos de resultados, considerando as melhores perspectivas para a economia do País em 2004. Contamos para isso com uma Empresa competitiva, com profissionais qualificados, atualizada tecnologicamente e comprometida com a qualidade dos serviços que presta à sociedade. Certamente, a universalização do acesso ao uso da energia elétrica e o novo modelo do setor elétrico farão parte importante dos esforços que empreenderemos em 2004.

Registramos especiais agradecimentos a todos que trabalharam e contribuíram para que a COSERN seja hoje uma empresa de destaque nacional. Em particular, nosso reconhecimento pelo empenho e competência dos empregados e pelo apoio e estímulo dos acionistas, clientes, fornecedores e parceiros.

Luiz Eduardo Franco de Abreu
Presidente do Conselho de Administração

Indicadores Empresariais da COSERN

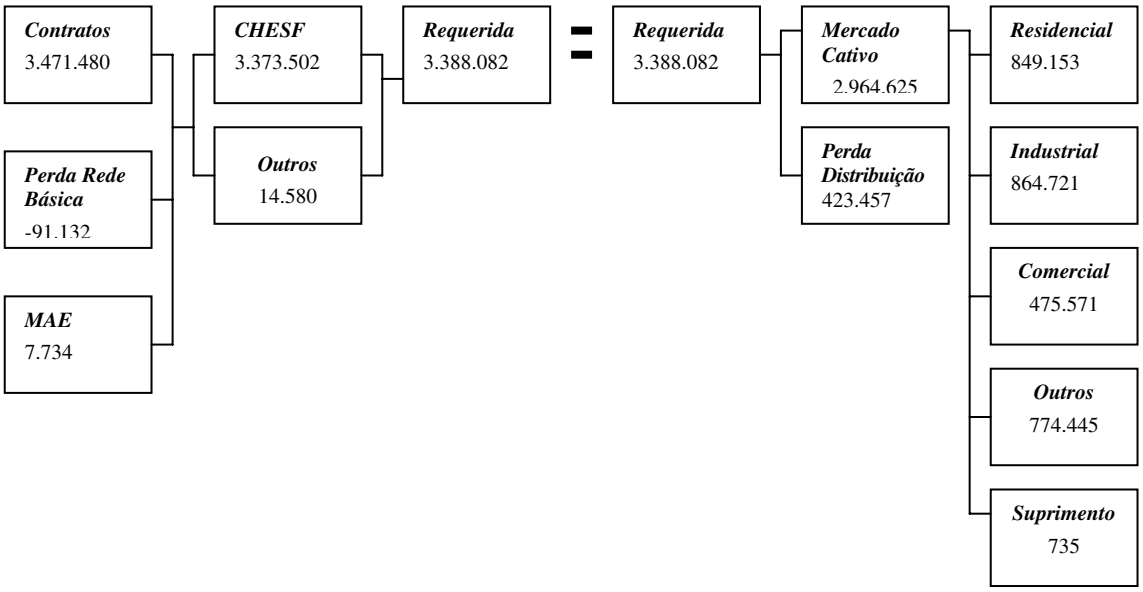
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Receita Operacional Bruta (R$ mil)	*255.818*	*296.647*	*338.938*	*448.916*	*564.090*	*554.245*	*609.925*
Receita Operacional Líquida (R$ mil)	*201.344*	*237.023*	*262.951*	*361.135*	*475.270*	*439.538*	*467.557*
Lucro Líquido (R$ mil)	*(93.039)*	*86.460*	*30.476*	*70.840*	*102.932*	*30.705*	*57.825*
LAJIDA* (EBITDA)** (R$ mil)	*(31.501)*	*44.748*	*76.707*	*140.733*	*170.489*	*98.213*	*127.145*
Lucro Líquido por Ação (R$)	*(0,78)*	*0,51*	*0,18*	*0,42*	*0,61*	*0,18*	*0,34*
Valor Patrimonial por Ação (R$)	*0,72*	*0,75*	*1,09*	*2,41*	*2,80*	*2,95*	*2,98*
Patrimônio Líquido (R$ mil)	*71.367*	*126.058*	*182.940*	*405.652*	*470.053*	*496.013*	*501.009*
Ativo Total (R$ mil)	*340.980*	*415.943*	*468.793*	*797.752*	*1.062.168*	*1.319.098*	*1.232.706*
Margem do EBITDA (%)	*(15,65)*	*18,88*	*29,17*	*38,97*	*35,87*	*22,34*	*27,19*
Margem Operacional (%)	*(21,22)*	*13,90*	*22,25*	*32,60*	*30,15*	*15,56*	*20,31*
Margem Líquida (%)	*(46,21)*	*36,48*	*11,59*	*19,62*	*21,66*	*6,99*	*12,37*
Nº de Consumidores	*594.385*	*625.770*	*651.826*	*688.303*	*744.950*	*772.686*	*804.105*
Consumidores por Empregado	*468*	*833*	*1.051*	*1.153*	*1.205*	*1.248*	*1.270*
Energia Vendida (GWh)	*2.262*	*2.518*	*2.661*	*2.775*	*2.598*	*2.702*	*2.994*
Vendas por Empregado (MWh)	*1.782*	*3.354*	*4.292*	*4.639*	*4.204*	*4.365*	*4.684*
Perdas de Energia (%)	*18,53*	*16,25*	*14,77*	*12,82*	*12,82*	*14,03*	*12,33*
DEC (horas de interrupção)	*39,09*	*35,07*	*23,84*	*14,28*	*10,85*	*11,55*	*10,65*
FEC (nº de interrupções)	*24,75*	*22,74*	*19,94*	*11,83*	*11,01*	*10,56*	*8,50*

***** LAJIDA = Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização
**EBITDA = Earnings before interest, tax, depreciation and amortization

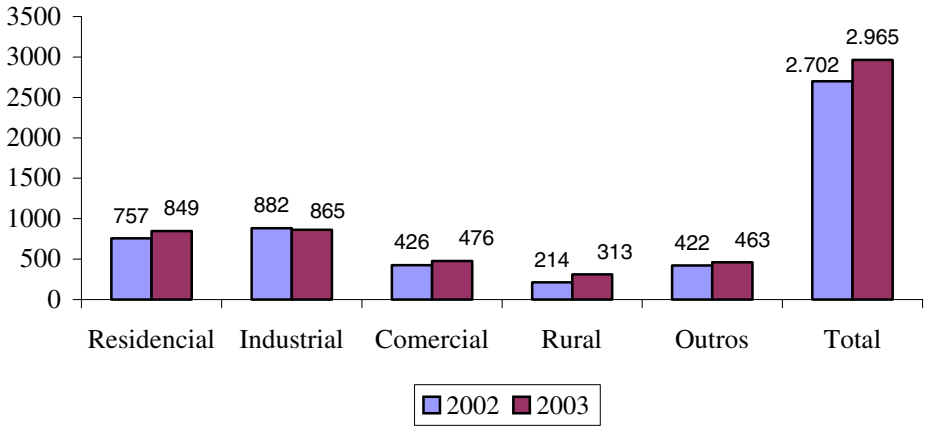
MERCADO

O mercado cresceu 9,73% no ano de 2003, em relação ao ano anterior, ficando acima da média de 8,90% registrada no Nordeste. Apresentou um incremento de 31.436 novos clientes em relação ao ano 2002, fechando 2003 com 804.105 clientes, representando um crescimento de 4,07%. A classe Industrial foi a única que apresentou um desempenho negativo em relação a 2002. O grande destaque ficou com a classe Rural que cresceu de forma extraordinária devido à atividade da Carcinicultura.

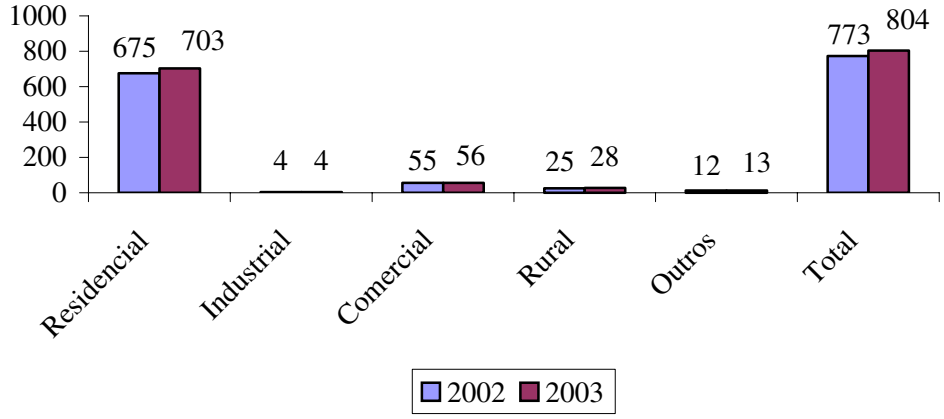
BALANÇO ENERGÉTICO (MWh)



Consumo - GWh



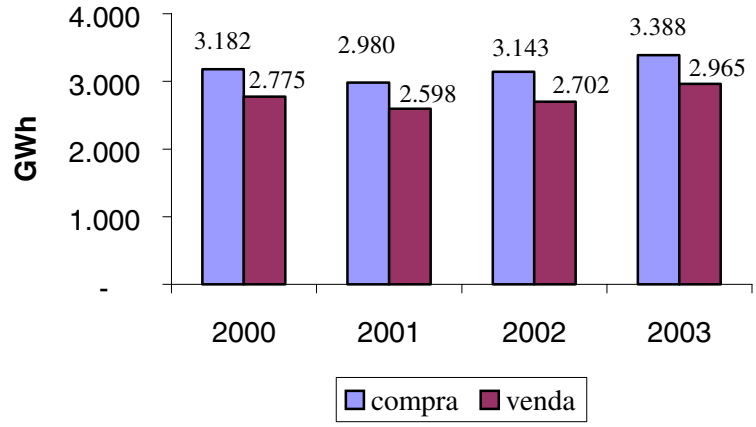
Consumidores- Mil



No ano de 2003, a energia requerida pelo sistema COSERN apresentou um crescimento de 7,81%, em relação à verificada no ano anterior, enquanto as vendas subiram 9,73%.

O gráfico a seguir demonstra a compra e a venda para o intervalo de 2000 – 2003:

Compra e Venda de Energia 2000/2003



Compra: Não contempla o montante de energia referente às perdas na Rede Básica.

Venda: Não contempla operações no MAE.

Tarifas

Em 2003 ocorreu a primeira Revisão Tarifária Periódica da COSERN. Seu resultado foi divulgado através da Resolução ANEEL nº 200, de 16 de abril de 2003, com um reposicionamento de 11,49% e Fator X de 1,78%, para os reajustes anuais de 2004 a 2007.

O índice de reposicionamento médio, de 11,49%, tem aplicação diferenciada para as categorias de consumo em razão do Decreto nº 4.667, de abril de 2003, devido ao fim gradual dos subsídios cruzados existentes entre grupos de consumo. Dessa forma, as Unidades Consumidoras do Grupo A3 (69 kV) tiveram as tarifas elevadas em 11,65%; as do Grupo A4 (13,8 kV), em 13,98%, e as do Grupo B (220/380 V), em 10,38%. Essas novas tarifas passaram a valer para os consumos que ocorreram após 21/04/2003.

GESTÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Investimentos

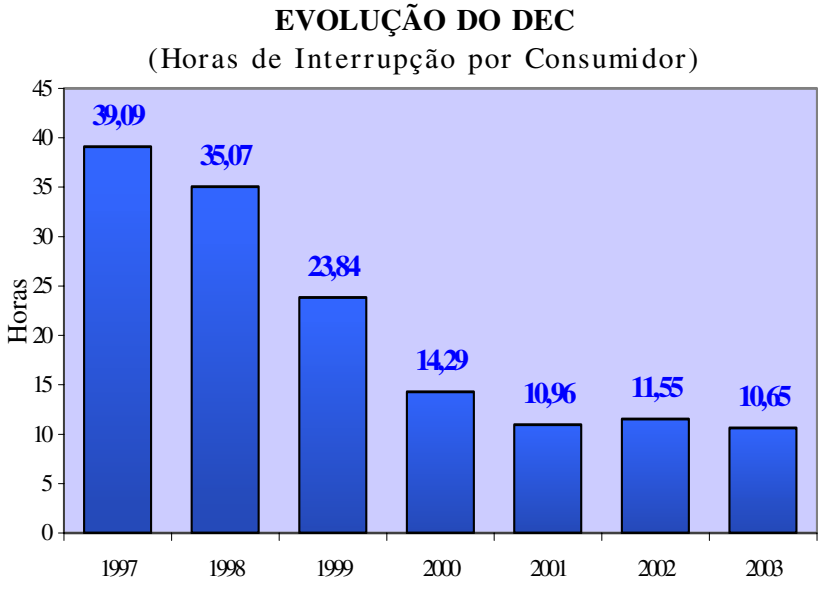
Em 2003 a COSERN investiu R$ 52.385 mil, aplicados na melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento elétrico e dos serviços prestados aos clientes, contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Norte. O investimento apresentou um crescimento de 4,79% em relação ao ano de 2002, conforme demonstrado abaixo.

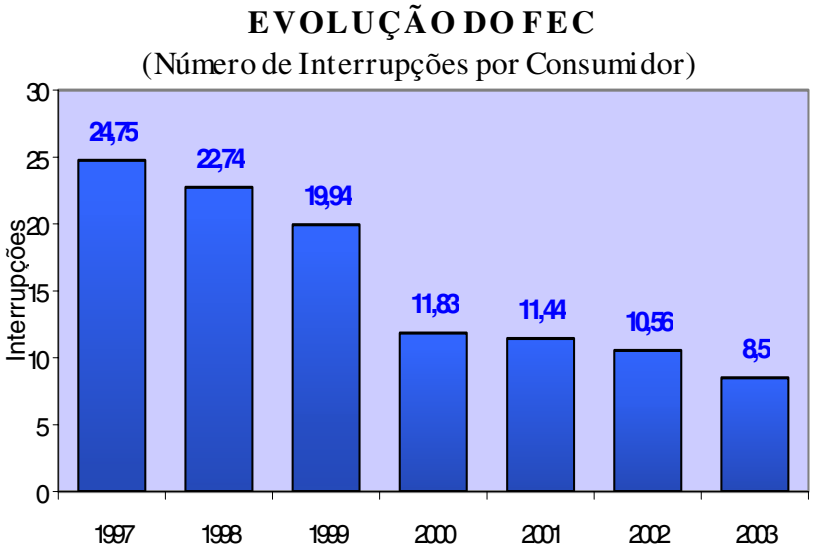
PROGRAMAS	2003 R$ mil	2002 R$ mil
Transmissão	14.476	14.689
Distribuição	21.985	27.763
Instalações Gerais	5.518	7.538
Projetos Especiais	10.406	
TOTAL	52.385	49.990

Qualidade do Fornecimento de Energia

Em 2003, com o DEC de 10,65 horas de interrupção, o sistema de distribuição da COSERN registrou um excelente desempenho, apresentando uma redução de 7,79% quando comparado com 2002. Vale salientar que em 2002, com o DEC de 11,55 horas de interrupção, o sistema de distribuição no Rio Grande do Norte atingiu o segundo melhor desempenho entre todos os Estados da Federação, sendo superado apenas por São Paulo.

O FEC de 8,50 interrupções em 2003 também representa um excelente desempenho do sistema de distribuição da COSERN e significa uma redução de 19,51% em relação ao verificado em 2002. Vale salientar que em 2002, com o FEC de 10,56 interrupções, o sistema de distribuição no Rio Grande do Norte registrou o terceiro melhor desempenho do cenário nacional, sendo superado apenas por Minas Gerais e São Paulo.

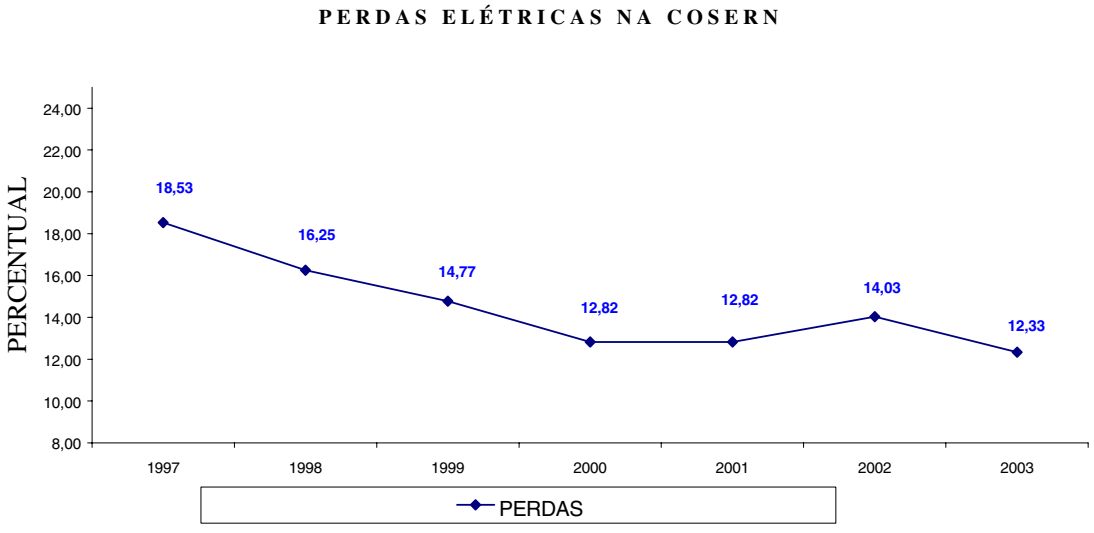




Com relação à qualidade do fornecimento, destacamos ainda o Tempo Médio de Atendimento a Avarias (TMA), que atingiu em 2003 o valor de 87,1 minutos. Apesar de configurar um aumento de 5,45% em relação a 2002, em virtude da definição de novos critérios de apuração pela ANEEL, é um dos menores do Brasil.

Programa de Redução de Perdas

O índice de perdas anualizado em 2003 foi de 12,33%, correspondendo a uma Perda de 423.457 MWh. O valor de Perdas de 12,33% é o menor dos últimos 13 anos da COSERN. Nestes 06(seis) anos de privatização, a Empresa reduziu em 6,20 pontos percentuais o índice de perdas, o que representa uma economia anual na compra de energia de aproximadamente 17 milhões de reais.



Arrecadação e Política de Hedge

A arrecadação bruta obtida em 2003, R$ 651.028 mil, aumentou 35,34% em relação ao ano de 2002, R$ 481.019 mil. A liquidação durante o exercício das vendas de energia ocorridas no âmbito do MAE, relativas ao período de Setembro de 2000 a Dezembro de 2002, bem como a liquidação dos valores relativos à subvenção econômica da classe de consumo residencial baixa renda, representaram aproximadamente 11,60% da arrecadação bruta. A geração de caixa em 2003 (arrecadação bruta menos tributos e despesas operacionais) foi portanto de R$ 208.042 mil, ou 31,96% da arrecadação bruta.

Visando mitigar os efeitos negativos que eventuais oscilações significativas nas cotações das moedas teriam sobre o seu passivo em moeda estrangeira, com conseqüente reflexo negativo sobre o seu resultado e fluxo de caixa, a COSERN estabeleceu rigorosa política de hedge para todas as suas operações em moeda estrangeira, firmando contratos de "swap" com o fim de protegê-las dos referidos efeitos das variações cambiais.

Com relação ao risco oriundo da possibilidade de a COSERN vir a incorrer em perdas devido às flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos e financiamentos captados no mercado, a Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas, sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro, justificam sua opção por taxas flutuantes.

Desempenho Econômico-Financeiro

A receita operacional líquida obteve um incremento de 6,37% influenciado principalmente pelo crescimento de mercado, redução do índice de perdas e índice de reposicionamento médio obtido no processo de revisão tarifária.

O lucro líquido em 2003, R$ 57.825 mil , aumentou 88,32% em relação ao ano anterior, R$ 30.705 mil. O EBITDA alcançou R$ 127.145 mil, representando um crescimento de 29,46% comparado ao exercício de 2002, gerando uma margem de 27,19%.

A tabela abaixo apresenta o desempenho da COSERN comparado ao ano anterior.

	2003 R$ mil	2002 R$ mil	Variação (%)
Receita Operacional Líquida	467.557	439.538	6,37
Despesas Operacionais	372.592	371.167	0,38
Resultado do Serviço	94.965	68.371	38,90
Resultado Operacional	63.509	49.025	29,54
Lucro Líquido	57.825	30.705	88,32
EBITDA	127.145	98.212	29,46
Margem do EBITDA (%)	27,19	22,34	21,71

Destinação do Lucro

O Conselho de Administração da COSERN, em reunião ocorrida em 29 de dezembro de 2003, deliberou o pagamento de juros sobre capital próprio referentes ao exercício, no total de R$ 16.271.000,00, equivalente ao montante bruto de R$ 0,0968085 por ação ON e PN. O pagamento deliberado foi considerado para fins de cálculo do dividendo obrigatório referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003.

A Administração da COSERN decidiu propor à Assembléia Geral Ordinária o pagamento do dividendo do exercício de 2003, no total de R$ 38.663.089,76, equivalente ao montante de R$ 0,02249073 por ação ON e R$ 0,2473980 por ação PN.

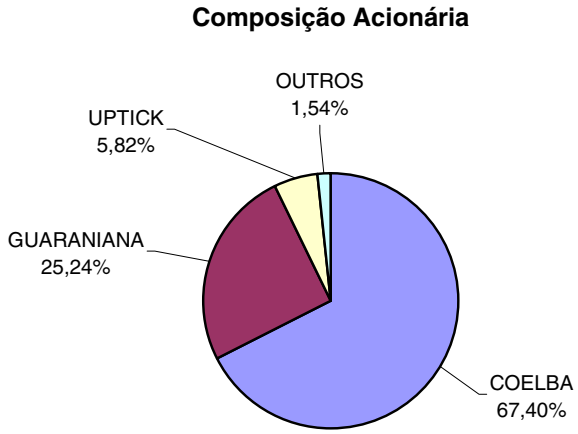
EBTIDA (LAJIDA) – Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização

No ano de 2003 a COSERN apresentou um EBITDA de R$ 127.145 mil, representando um crescimento de 29,46% em relação ao ano de 2002, no valor de R$ 98.213 mil conforme demonstrado a seguir.

	2003 R$ mil	2002 R$ mil
Resultado Operacional	63.509	49.025
(+) Resultado Financeiro	15.185	19.346
(+) Juros Sobre Capital Próprio	16.271	
Depreciação	32.180	29.842
(=) EBITDA (LAJIDA)	127.145	98.213

Composição Acionária

A composição acionária da COSERN é formada pela COELBA – Companhia de Eletricidade da Bahia com 67,40% de participação, representando 113.285.329 ações; Guaraniana com 25,24% de participação, representando 42.426.637 ações; UPTICK Participações S.A. com 5,82% de participação, representando 9.780.611 ações, e Outros com 1,54% de participação, representando 2.581.451 ações.



GESTÃO DE RECURSOS HUMANOS

O Sistema de Gestão Participativa, adotado pela COSERN, requer não só a participação dos empregados na definição do planejamento e definição da metas e objetivos, mas também que os mesmos estejam sempre informados.

A COSERN desenvolve um programa de treinamento de acordo com os objetivos corporativos, considerando as metas e plano de ação de cada área, tornando a Empresa mais competitiva e dando oportunidade ao empregado de desenvolver-se. As chances de crescimento profissional e pessoal são evidentes. Dessa forma, a COSERN encerrou o exercício de 2003 com 77,52 HHT - homem hora treinado.

Foi realizada a 2ª Pesquisa de Clima Organizacional, respondida por 98% do quadro funcional, que alcançou um Índice de Aprovação de 83,4%, superando o índice de 82% em 2002. Várias ações já foram implementadas desde a 1ª Pesquisa. Dando continuidade às ações, tivemos a realização das Consultorias em Orçamento Familiar. Após realizar palestras sobre o assunto com todos os empregados, extensivas aos familiares, a COSERN deu início às Consultorias, proporcionando aos empregados interessados consultas individualizadas, voltadas para a realidade de cada um, auxiliando-os na administração dos seus recursos financeiros.

Compromisso Social

A COSERN investiu R$ 1.345.042,60 no ano de 2003, sendo 20% desse valor financiados pela Empresa e 80% referentes à renúncia fiscal, através da Lei Câmara Cascudo, do governo do Estado. Entre os projetos estão o Circo da Luz e o Projeto OPERART, os únicos anuais e permanentes.

AUDITORIA INDEPENDENTE

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, contratada em junho de 2002 para a prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações financeiras e de revisão de informativos contábeis, em atendimento às exigências do Órgão Regulador, ANEEL, e de contratos para financiamentos, bem como para suas controladas e controladora, para um período de 3 (três) anos, desde então não prestou serviços não-relacionados à auditoria externa que superassem 5% (cinco por cento) do valor do contrato.

A política de atuação da Companhia, bem como a das demais empresas do Grupo GUARANIANA, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria externa, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor.

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

2. DAS CONCESSÕES

A Companhia detém junto a ANEEL, a seguinte concessão:

Distribuição	Municípios	Localidades	Data da concessão	Data de vencimento
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	31/12/2027

3. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular n.º 2.183/2003 – SFF/ANEEL de 23 de dezembro de 2003 e Ofício Circular/CVM/SNC/SEP n.º 01/2004 de 19 de janeiro de 2004.

As demonstrações contábeis para o exercício findo em 31/12/02 foram reclassificadas, quando aplicável, para comparabilidade, conforme abaixo relacionado:

	Balanço 2002			
	(Publicado)		(Reclassificado)	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
Ativo circulante				
Despesas pagas antecipadamente				12.044
Outros créditos	18.348	24.396	14.791	8.795
Realizável a longo prazo				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	36.724	36.724	38.355	38.355
Outros créditos	1.631	7.649		6.018
Passivo circulante				
Empréstimos e financiamentos	172.462	172.462	171.424	171.424
Obrigações estimadas			9.352	9.361
Outras contas a pagar	10.659	10.668	1.307	1.307
Exigível a longo prazo				
Empréstimos e financiamentos	333.225	333.225	330.706	330.706

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

Estão demonstradas ao custo, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas de encerramento das demonstrações contábeis e não excedem o seu valor de mercado.

Consumidores, concessionárias e permissionárias

Engloba o fornecimento e suprimento de energia faturada e não faturada por estimativa, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Está reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

Estoque (inclusive do ativo imobilizado)

Os materiais em estoque, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

Investimentos

Estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada.

A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994, complementada pela Resolução ANEEL nº 015 de 24 de dezembro de 1997. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas às Resoluções ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 44, de 17 de março de 1999, e estão apresentadas na nota explicativa nº 18.

Os gastos de administração geral são apropriados, mensalmente, às imobilizações e demais ordens em curso, em até 10% dos dispêndios diretos com pessoal mais serviços de terceiros a estas atribuíveis.

Em função do disposto na Instrução Contábil 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, os juros, encargos financeiros e variações monetárias, relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo.

Em atendimento à Instrução Contábil 6.3.23 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, as Obrigações Vinculadas à Concessão, registradas nos livros, em grupo específico no Passivo Exigível a Longo Prazo, estão apresentadas como dedução do Ativo Imobilizado, dadas as suas características de aporte financeiro de consumidores, da União e de outras fontes, com fins específicos de financiamento para obras.

Diferido

Composto por despesas pré-operacionais relacionadas à implantação do projeto da unidade termoelétrica contemplando estudos e projetos de viabilidade econômica-financeira de impacto ambiental e custo financeiro associado ao projeto.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

É calculado com base nas alíquotas efetivas, vigentes na data da elaboração das demonstrações contábeis, do imposto de renda e contribuição social e reconhecido o diferimento em função das diferenças intertemporais. A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda calculado com base no lucro de exploração (vide nota explicativa nº 30).

Plano de complementação de aposentadoria e pensão

Os custos associados ao plano de aposentadoria e pensão são reconhecidos pelo regime de competência.

Apuração do resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

Valores especiais estimados

A preparação de demonstrações contábeis, de acordo com as práticas de contabilidade adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia baseada em estimativas faça o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subseqüentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para créditos de liquidação duvidosa, contingências, fornecimento não faturado, realização de impostos e contribuições sociais diferidos, ágio e da recomposição tarifária.

Outros direitos e obrigações

Demais ativos e passivos circulantes e de longo prazo estão atualizados até a data do balanço, quando legal ou contratualmente exigidos.

5. PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO - 2002

As demonstrações contábeis consolidadas, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2002, foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução nº 247/96 da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incluem a Companhia e sua controlada Termoaçu S.A (em fase pré-operacional), cuja participação era de 57,94% até março de 2003. Em março de 2003 houve a alienação da Termoaçu S.A. para a controladora Guaraniana S.A. (vide nota explicativa nº 17).

O balanço patrimonial, em 31 de dezembro de 2002 da Termoaçu S.A, está assim composto de forma condensada:

	2002
Ativo	380.228
Ativo circulante	13.282
Realizável a longo prazo	6.018
Permanente	360.928
Passivo	380.228
Circulante	120.228
Patrimônio líquido	260.000

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Composição do contas a receber:

		Saldos vencidos		Total		Provisão para créditos de liquidação duvidosa	
Consumidores/Concessionárias e Permissionárias	Saldos vincendos	Até 90 dias	Mais de 90 dias	2003	2002	2003	2002
Setor Privado	30.095	27.992	18.487	76.574	61.430	(11.385)	(7.676)
Residencial	8.320	11.468	366	20.154	13.385	(358)	(1.488)
Industrial	9.882	3.991	5.706	19.579	17.082	(4.096)	(3.216)
Comercial, serviços e outras	8.070	6.764	5.100	19.934	15.009	(4.711)	(2.822)
Rural	3.823	5.769	7.315	16.907	15.954	(2.220)	(150)
Setor Público	9.635	9.853	25.535	45.023	64.779	(13.874)	(6.830)
Poder público	3.851	6.439	9.733	20.023	13.465	(3.029)	(801)
Iluminação pública	1.720	2.457	5.365	9.542	24.555	(2.577)	
Serviço público	4.064	957	10.437	15.458	26.759	(8.268)	(6.029)
PDD, confissões de dívidas e outras						(24.175)	(10.678)
Fornecimento não faturado	18.986			18.986	15.958		
Subtotal - Consumidores	58.716	37.845	44.022	140.583	142.167	(49.434)	(25.184)
MAE - Mercado Atacadista de Energia				20.469	91.579		
Outros				10.836	(1.237)		
Total				171.888	232.509	(49.434)	(25.184)
Ativo circulante				(152.998)	(194.154)	(49.434)	(25.184)
Ativo realizável a longo prazo				18.890	38.355		

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com a norma do Manual de Contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber. A Companhia efetuou as baixas do Contas a receber de consumidores de valores inferiores a R$ 5 nos termos da Lei nº 9.430.

Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE

Os valores correspondentes às operações junto ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica- MAE foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pelo mesmo.

As operações no MAE, do período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, cujo processo de liquidação foi concluído em julho de 2003, após conclusão dos trabalhos da auditoria, geraram um direito de crédito para a COSERN no valor de R$ 84.238, dos quais R$ 63.162 foram efetivamente recebidos no exercício de 2003, R$ 12.187 encontram-se em litígio judicial e R$ 8.282 estão sendo negociados diretamente com os agentes.

Os valores da energia de curto prazo podem estar sujeitos a modificações, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por algumas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

As operações realizadas no exercício de 2003 estão sendo liquidadas nas suas devidas datas.

7. TÍTULOS A RECEBER

Referem-se a parcelamento de débito de contas de fornecimento de energia em atraso e parcelamento de prestação de serviços.

	Saldos	Vencidos		Total	
	vincendos	Até 90 dias	Mais de 90 dias	2003	2002
Setor público	120.003	6.150	14.441	140.594	78.094
Setor privado	2.441	149	138	2.728	7.704
Total	122.444	6.299	14.579	143.322	85.798
Ativo circulante				(58.737)	(46.036)
Ativo realizável a longo prazo				84.585	39.762

8. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

A Resolução da Câmara de Gestão da Crise – GCE nº 91, de 21 de dezembro de 2001, e as Resoluções ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002 e nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, regulamentaram o denominado "Acordo Geral do Setor Elétrico", estabelecendo que a recomposição tarifária dar-se-á através de incremento de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras.

A ANEEL homologou, em 29 de agosto de 2002, os respectivos valores da recomposição tarifária através das Resoluções nº 480 (para o período de 1º de junho de 2001 a 31 de dezembro de 2001) e nº 481 (para o período de 1º de janeiro de 2002 a 28 de fevereiro de 2002). Através da Resolução nº 484, de 29 de agosto de 2002, fixou o prazo máximo de permanência do adicional tarifário para a Recomposição Tarifária Extraordinária nas tarifas de fornecimento, que é 105 meses, contados a partir de dezembro de 2001. E mediante Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, alterou o prazo máximo de recuperação para 102 meses, excluindo deste prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A", relativos ao período de 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001. A Companhia constituiu provisão para ajuste de realização desse ativo no valor de R$ 10.602.

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

a) - Recomposição tarifária das perdas com faturamento no período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica

Composição	2003	2002
Recomposição tarifária do racionamento (homologado)	130.237	130.237
Remuneração financeira da perda da receita	60.213	25.730
Provisão para ajuste do valor de realização	(10.602)	
(-) Reversão acumulada	(42.102)	(21.474)
Total	137.746	134.493
Ativo circulante	(22.028)	(23.522)
Ativo realizável a longo prazo	115.718	110.971

Conciliação do resultado	2003	2002
Recomposição tarifária do racionamento		25.861
(-) Reversão da recomposição tarifária	(20.628)	(21.474)
Efeito no resultado	(20.628)	4.387

b) - Energia livre - racionamento

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

A Resolução ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, estabeleceu os procedimentos para registro contábil dos efeitos decorrentes da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que concerne à Energia Livre. Os registros contábeis devem ser feitos simultaneamente nos ativos e passivos circulantes e longo prazo, tendo como contrapartida, respectivamente, as contas de receita de fornecimento e despesa de energia comprada.

Como o Acordo do Setor Elétrico não prevê qualquer custo adicional para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, advindo do reconhecimento contábil da energia livre, a Companhia registrou, no passivo circulante e passivo exigível a longo prazo, o montante dos tributos e encargos setoriais reconhecidos.

Os valores contabilizados em 31 de dezembro de 2003 e 2002 como energia livre, homologados pela ANEEL através da Resolução nº 483, de 29 de agosto de 2002, e retificados pela Resolução Normativa nº 01, de 12 de janeiro de 2004, têm a seguinte composição:

	Ativo		Passivo		Resultado	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo	Receita	Despesa
Energia livre	8.546	25.369	8.545	25.369		
Tributos e encargos setoriais			(386)	(2.262)	245	1.115
(-) Reversão	(4.159)		(3.705)		(4.159)	
Remuneração financeira		6.171		6.171	6.171	(6.171)
Total em 31 de dezembro de 2003	4.387	31.540	4.454	29.278	2.257	(5.056)
Total em 31 de dezembro de 2002		35.153		33.915	4.393	(4.237)

A ANEEL, através da Resolução nº 36, de 29 de janeiro de 2003, alterada pela Resolução nº 89, de 25 de fevereiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para a recuperação e repasse aos geradores, a partir de fevereiro de 2003, dos valores de energia livre, calculados com a aplicação de 18,17% sobre a arrecadação da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

c) - Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (Vide nota explicativa nº 10)

A conta de Compensação de variação de valores de itens da "Parcela A" – CVA registra as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

	Ativo longo prazo	Passivo longo prazo
Subvenção para conta de consumo de combustível - CCC	1.116	
Reserva global de reversão – RGR		617
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE	87	
Encargos de conexão no sistema de transmissão		1.160
Tarifa de utilização do sistema de transmissão – TUST	3.263	
Energia comprada para revenda	7.230	
Total em 31 de dezembro de 2003	11.696	1.777
Total em 31 de dezembro de 2002	9.483	1.441

A Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da "Parcela A", referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE. Mediante a Resolução n° 001, de 12 de janeiro de 2004, foi excluído o prazo máximo de recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A".

d) - Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu, inicialmente, financiamento no valor de R$ 115.998, para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Sobre o principal da dívida incidem encargos à taxa SELIC + 1% a.a, sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

9. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Câmara de Gestão da Crise de Energia divulgou, em 18 de maio de 2001, um plano de racionamento de energia elétrica, a partir de 1º de junho de 2001, e determinou através da Resolução 117, de 19 de fevereiro de 2002, o término deste programa em 01 de março de 2002.

Em cumprimento à Resolução ANEEL nº 299, de 27 de julho de 2001, a Companhia vem efetuando os registros contábeis decorrentes deste programa, conforme demonstramos a seguir:

- Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL.

	2003	2002
Bônus do racionamento	21.789	22.211
Fundo de valores do acréscimo à tarifa ANEEL (Sobretaxa)	(20.683)	(20.721)
Bônus do racionamento liquido do acréscimo à tarifa ANEEL	1.106	1.490

- Gastos incrementais com o racionamento a recuperar.

Os gastos incrementais que a Companhia incorreu para colocar em prática o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica estão sendo ressarcidos pela ANEEL através do reajuste tarifário de 22 de abril de 2003. Até 31 de dezembro de 2003 foi apropriado o montante de R$ 2.423 correspondente a 50,17%. O prazo estimado para apropriação do saldo remanescente é de 4 meses.

	2003	2002
Valor gasto	5.113	5.113
Ajustes e reclassificações	(873)	____
Valor homologado	4.240	5.113
Remuneração financeira	591	
Valor apropriado	(2.423)	____
Saldo a apropriar	2.408	5.113

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (KWh), e a contratação de capacidade de geração ou potência (KW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico. O encargo tarifário cobrado atualmente dos consumidores, a título de encargo de capacidade emergencial, é de R$ 0,0085/kWh, (Resolução ANEEL nº 496, de 26 de setembro de 2003).

Os valores contabilizados e repassados à CBEE, como encargo tarifário, têm a seguinte composição:

	2003		2002	
	Faturado	Repassado	Faturado	Repassado
Encargo de capacidade emergencial	20.556	14.042	13.105	7.418

Do montante faturado do Encargo de Capacidade Emergencial – ECE em 2002, R$ 3.029 foram contabilizados como redução do Fornecimento Faturado, antes da emissão da Resolução nº 339/ANEEL, de 23/06/2002, que incluiu no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica as contas específicas para registro do referido encargo.

10. VALORES TARIFÁRIOS NÃO GERENCIÁVEIS A COMPENSAR

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Os montantes e variação dos itens de custo da "Parcela A" devem ser neutros, isto é, repassados integralmente para as tarifas. As variações de custos de energia comprada, em decorrência do início da redução dos contratos iniciais (25%), foram reconhecidas no reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003, porém, as variações de custos de energia comprada, ocorridos no período entre 1º de janeiro de 2003 e o reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003, acumularam custos não reconhecidos no reposicionamento tarifário da Companhia.

A Companhia reconheceu como custos da "Parcela A" os valores inerentes a essas variações no montante de R$ 1.225 referente à energia comprada.

O valor correspondente ao período de 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003 já está sendo recuperado através do último reajuste tarifário de 22 de abril de 2003, e ao período de 23 de março de 2003 a 23 de março de 2004 será recuperado no próximo reajuste tarifário.

	Ativo			Passivo		
Composição	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
CVA – 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001 (vide nota 8, letra c)		11.696	11.696		1.777	1.777
CVA – 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2002	195		195	30		30
CVA – 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003	4.839		4.839	4.141		4.141
CVA – 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004		10.718	10.718		642	642
Total em 31 de dezembro de 2003	5.034	22.414	27.448	4.171	2.419	6.590
Total em 31 de dezembro de 2002	7.108	9.483	16.591	6.629	1.441	8.070

11. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Agente financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas (%)	2003
Bradesco	CDB/CDI	diversos	98,5% CDI	1.005

12. TRIBUTOS A COMPENSAR

Por força de determinações legais, a Companhia procede as retenções e/ou antecipações, para posterior compensação, de tributos e contribuições. Os saldos finais de curto e longo prazos estão assim constituídos:

	Controladora				Consolidado	
	2003		2002		2002	
	Ativo circulante	Realizável longo prazo	Ativo circulante	Realizável longo prazo	Ativo circulante	Realizável longo prazo
IR sobre aplicação financeira	74		98		98	
IR antecipado e do ano	7.031		3.376		3.421	
Incentivo fiscal ADENE	2.105		2.547		2.547	
CSLL antecipada do ano	3.235		1.257		1.257	
CSLL exercício anterior	2.826		5.285		5.285	
IRPJ exercício anterior	5.152		14.151		14.151	
IRRF swap	1.760		11.664		11.664	
PIS e COFINS a compensar	493		8.159		8.166	
COFINS órgãos públicos	18		26		26	
PIS órgãos públicos	4		5		5	
IR órgãos públicos	92		102		102	
CSLL órgãos públicos	76		115		115	
ICMS a recuperar CIAP	698	9.173	4.194	7.864	4.194	7.864
Outros	49		17		17	
Total	23.613	9.173	50.996	7.864	51.048	7.864

Com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, a Companhia vem registrando ICMS a recuperar decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado.

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

Em 31 de dezembro de 2001, por conta do Acordo Geral do Setor Elétrico, a COSERN reconheceu em seus ativos os montantes de receitas a recuperar, visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de energia elétrica, mediante Recomposição Tarifaria Extraordinária – RTE, em conseqüência da redução da demanda e pela intervenção do Governo Federal cujos valores estão detalhados à nota explicativa nº 8. Concomitantemente, estas receitas foram oferecidas à tributação para IRPJ, CSLL, PIS e COFINS pelo regime de competência de acordo com a legislação fiscal. Em 2002, a Receita Federal, através do Parecer COSIT nº 26, de setembro de 2002, reconheceu que a receita gerada pela aplicação da sobretarifa de que trata o Parágrafo primeiro do artigo 4º da então Medida Provisória nº 14, de 2001, convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, deverá compor a apuração das bases de cálculos dos tributos federais mencionados acima, quando ocorrer o efetivo consumo de energia sobre o qual incidiu a respectiva cobrança da sobretarifa, à medida e na proporção de sua efetivação, sendo os tributos apurados de acordo com a Lei vigente em cada um desses períodos.

Dessa forma, os valores de tributos devidos em 2001 e 2002, recolhidos em 2002 por conta da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE pela Companhia, tornaram-se indevidos e foram reconhecidos no ativo da Companhia como tributos e contribuições a recuperar pela seguinte espécie e valores:

	2003	2002
IRPJ e CSLL	7.978	18.685
PIS e COFINS		7.750
Total	7.978	26.435

13. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia mantém Imposto de Renda diferido ativo calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e Contribuição Social diferida ativa constituída à alíquota de 9%, conforme demonstrado abaixo:

	2003		2002	
	Base de cálculo	Tributo diferido ativo	Base de cálculo	Tributo diferido ativo
Imposto de Renda	231.168	57.792	212.613	53.153
Prejuízos fiscais	90.000	22.500	104.677	26.169
Diferenças temporárias	141.168	35.292	107.936	26.984
Contribuição Social	162.402	14.616	146.811	13.213
Base negativa	48.625	4.376	66.267	5.964
Diferenças temporárias	113.777	10.240	80.544	7.249
Total		72.408		66.366
Ativo circulante		(2.640)		(7.377)
Ativo realizável a longo prazo		69.768		58.989

Estudos técnicos de viabilidade, aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pela Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, cuja expectativa de realização dos créditos fiscais está representada a seguir.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009 - 2012	Total
Imposto de Renda	1.734	3.814	3.410	5.606	7.108	36.120	57.792
Contribuição Social	906	1.228	1.724	2.821	3.596	4.341	14.616
							72.408

Os estudos técnicos acima mencionados correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado que a mesma opera.

Nos últimos cinco anos, a Companhia apresentou lucro tributável.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais combinadas a uma taxa de 34 % em 2003 e 2002.

	2003	2002
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	62.466	48.209
Alíquota combinada do imposto de renda e contribuição social	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	21.238	16.391
Diferenças permanentes - líquidas	(326)	1.113
Imposto de renda e contribuição social no resultado	20.912	17.504

14. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas das distribuidoras controladas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 6 de março de 2001.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, as controladas mantêm o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2003 e 2002 são como segue:

Balanço	2003	2002
Ágio – incorporado	638.018	638.018
Provisão	(458.590)	(448.466)
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	179.428	189.552
Ativo circulante	(10.210)	(10.124)
Ativo realizável a longo prazo	169.218	179.428
Resultado		
Amortização do ágio	29.776	27.715
Reversão da provisão	(19.652)	(18.292)
Crédito fiscal	(10.124)	(9.423)
Efeito líquido no resultado	-	-

Como demonstrado, a amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, conseqüentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Os ágios têm como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão e estão sendo amortizados pelos períodos remanescentes da concessão. Na COSERN, desde dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 474, de 30 de novembro de 2000, conforme demonstrado na tabela a seguir:

Curva de amortização de ágio

Ano	Fatores	Ano	Fatores	Ano	Fatores
2002	0,04344	2012	0,03842	2022	0,02666
2003	0,04667	2013	0,03705	2023	0,02551
2004	0,04707	2014	0,03741	2024	0,02442
2005	0,04656	2015	0,03575	2025	0,02336
2006	0,04547	2016	0,03430	2026	0,02235
2007	0,04455	2017	0,03289	2027	0,02138
2008	0,04297	2018	0,03153		
2009	0,04118	2019	0,03022		
2010	0,04133	2020	0,02907		
2011	0,03983	2021	0,02784		

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor líquido total de R$ 179.428 (2002, R$ 189.552), que em essência representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e realizável a longo prazo como Benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

15. ESTOQUES

Composição	Controladora	
	2003	2002
Estoque total	5.479	6.008
Imobilizado – imobilizado em curso	(4.763)	(5.138)
Estoque no ativo circulante	716	870

16. OUTROS CRÉDITOS

Composição	Controladora 2003	Controladora 2002	Consolidado 2002
Subvenção à baixa renda - tarifa social (a)	4.065	10.500	10.500
Devedores diversos	1.558	1.616	1.660
Serviços prestados a terceiros	1.209	622	622
Outros	4.099	2.053	2.031
Total	10.931	14.791	14.813
Ativo circulante	(7.850)	(14.791)	(8.795)
Ativo realizável a longo prazo	3.081		6.018

(a) Subvenção à baixa renda - tarifa social (líquida)

O Governo Federal, através da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou um significativo impacto na receita operacional da Companhia.

Através do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, foram definidas as fontes para concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, decorrente dos novos critérios estabelecidos no art.1º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e conforme o estabelecido no art.5º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Os valores liberados a título de financiamento, na forma do Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, foram totalmente liquidados com a utilização dos recursos da subvenção econômica a fundo perdido, de acordo com o inciso II do art. 1º do Decreto nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, e cancelados os correspondentes contratos de financiamento.

17. INVESTIMENTOS

	Controladora 2003	Controladora 2002	Consolidado 2002
Termoaçu S.A.		150.640	
Outros investimentos	10	10	10
Total	10	150.650	10

Em reunião dos Conselhos de Administração da GUARANIANA e da COSERN foi tomada a decisão de desverticalização do projeto TERMOAÇU, entre outras razões, motivada pela não aprovação, pelo Órgão Regulador, do investimento da COSERN nesse projeto. Conforme contrato celebrado entre as partes, firmado em 31 de março de 2003, foi realizada pela GUARANIANA a compra de 150.639.960 ações ordinárias e nominativas de emissão da TERMOAÇU e de propriedade da COSERN, no valor de R$ 182.378.

A Companhia registou uma baixa no investimento de R$ 150.640 referente às ações, no ativo circulante de R$ 147 relativo aos custos iniciais, e no diferido de R$ 31.591 decorrente dos encargos financeiros relacionados com os recursos repassados ou aportados na TERMOAÇU. Nesta transação não houve lucro.

Como resultado da operação, a Companhia tem registrado um contas a receber da GUARANIANA no montante de R$ 127.294, apurado conforme demonstrado abaixo:

Valor da alienação	182.378
Adiantamento para desverticalização da Termoaçu S.A.	(14.454)
Amortização	(32.612)
Saldo em 31 de março de 2003	135.312
Atualização	19.043
Amortização	(27.061)
Saldo em 31 de dezembro de 2003	127.294

O saldo a receber com a Controladora é corrigido pela taxa DIOver, conforme definido no Contrato de Compra e Venda de 31 de março de 2003.

Movimentação dos investimentos:

	Termoaçu	Outros	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2001	52.596	149	52.745
Integralizações	98.044		98.044
Baixa por alienação		(139)	(139)
Saldos em 31 de dezembro de 2002	150.640	10	150.650
Baixa por alienação	(150.640)		(150.640)
Saldos em 31 de dezembro de 2003		10	10

18. IMOBILIZADO

	Controladora		Consolidado
Composição do imobilizado	2003	2002	2002
Em serviço	357.752	341.097	341.311
Em curso	34.958	31.535	403.365
Subtotal	392.710	372.632	744.676
Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	(75.672)	(61.128)	(61.128)
Total	317.038	311.504	683.548

Por atividade o imobilizado está constituído da seguinte forma:

		Controladora						Consolidado
		2003					2002	2002
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Custo	Depreciação e amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas a concessão	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço								
Distribuição	5,41	560.116	(215.290)	344.826	(53.476)	291.350	280.919	280.919
Comercialização	18,71	12.317	(6.641)	5.676		5.676	6.149	6.149
Administração	12,17	15.454	(8.204)	7.250		7.250	7.609	7.823
Subtotal		587.887	(230.135)	357.752	(53.476)	304.276	294.677	294.891
Em curso								
Geração								349.951
Distribuição		32.154		32.154	(22.196)	9.958	13.990	13.990
Comercialização		7		7		7	1.513	1.513
Administração		2.797		2.797		2.797	1.324	23.203
Subtotal		34.958		34.958	(22.196)	12.762	16.827	388.657
Total		622.845	(230.135)	392.710	(75.672)	317.038	311.504	683.548

As principais taxas anuais de depreciação, de acordo com a Resolução ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 044/99 de 17 de março de 1999, são as seguintes:

Taxas anuais de depreciação por macroatividade/equipamentos principais

Distribuição	(%)	Comercialização	(%)
Banco de capacitores	6,7	Equipamento geral	10,0
Chave de distribuição	6,7	Edificação	4,0
Condutor do sistema	5,0	Administração	
Estrutura do sistema	5,0	Edificação	4,0
Regulador de tensão	4,8	Veículos	20,0
Medidor	4,0	Intangível	20,0
Transformador	5,0	Equipamento geral	10,0

O imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos nº 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Em atendimento às disposições contidas na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e a Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram transferidos para o Ativo Imobilizado os seguintes valores:

	Distribuição	
	2003	2002
Juros contabilizados	78.998	50.233
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(36)	(68)
Efeito líquido no resultado	78.962	50.165

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Estas obrigações foram corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995. A composição dessas obrigações é a seguinte:

	2003	2002
Participação da União	1.479	1.479
Participação dos Estados	4.166	2.298
Participação dos Municípios	2.638	1.223
Participação do consumidor	65.280	55.093
Outros	2.109	1.035
Total	75.672	61.128

Universalização

A ANEEL, através da Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público e distribuição de energia elétrica. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 alterou a prioridade de atendimento aos municípios dando ênfase aos municípios com menor índice de eletrificação.

A Companhia submeteu à ANEEL, para aprovação, o Plano de Universalização de Energia Elétrica, elaborado em conformidade com o que preceitua a legislação, a ser implementado no período de 1º de janeiro de 2004 até 31 de dezembro do ano estabelecido para o alcance da universalização, de acordo com o artigo 10 desta Resolução. O plano de universalização da Companhia se estenderá até 2013.

19. DIFERIDO

A Companhia procedeu, em 31 de março de 2003, à baixa no ativo realizável a longo prazo no montante de R$ 31.591, referente aos encargos financeiros ativados do Projeto TERMOAÇU, em função da alienação para a Holding Guaraniana S.A., vide nota explicativa nº 17. Nas demonstrações financeiras consolidadas de 2002, os encargos financeiros foram incorporados ao ativo imobilizado.

Movimentação do diferido

	Controladora	Consolidado
Saldo em 1º de janeiro de 2002	355	13.174
Despesas diferidas	1.147	(968)
Amortização acumulada	(1.460)	(1.460)
Encargos financeiros	21.820	
Saldo em 31 de dezembro de 2002	21.862	10.746
Encargos financeiros	9.729	
Baixa por alienação	(31.591)	
Saldo em 31 de dezembro de 2003		

20. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado
	2003	2002	2002
Fornecedores de energia elétrica	30.034	39.222	39.222
Fornecedores de energia elétrica – MAE	739	6.840	6.840
Materiais e serviços	7.285	7.245	109.729
Total	38.058	53.307	155.791

21. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS DA DÍVIDA

		Principal		Total	
	Encargos da dívida	Circulante	Longo prazo	2003	2002
Moeda nacional					
Banco do Brasil	332	12.836	34.710	47.546	35.075
Eletrobrás	279	5.899	3.258	9.157	23.401
BNDES FINEM	246	12.252	42.996	55.248	62.521
BNDES Emergencial	832	7.653	98.925	106.578	109.911
Itaú	6.754	1.188		1.188	24.937
Alfa					20.000
Bankboston	66	10.000		10.000	31.849
Fibra	780	5.000		5.000	
Total moeda nacional	9.289	54.828	179.889	234.717	307.694
Moeda estrangeira					
Banco do Brasil					13.263
Westlb	2.201	63.562		63.562	77.733
Itaú	309	57.784		57.784	70.666
Bradesco/BBV	274	21.715		21.715	24.966
Lloyds					15.206
Santander	4.584	28.892		28.892	23.813
Total moeda estrangeira	7.368	171.953		171.953	225.647
Total	16.657	226.781	179.889	406.670	533.341
Ajuste Swap		27.977		27.977	(31.211)
Total	16.657	254.758	179.889	434.647	502.130

A Companhia está em fase de conclusão da negociação do alongamento de sua dívida a ser liquidada no curto prazo. As transações em curso asseguram que tais processos chegarão com sucesso ao seu final.

Condições contratuais dos empréstimos da controladora em 31 de dezembro de 2003:

Fonte	Moeda	Data de assinatura	Objetivo	Juros	Vencimento
BANCO BRASIL	R$	30/03/1994	Parcelamento de débito referente a empréstimo BNDES	IGPM + 10,136% a.a.	2014
ELETROBRÁS	R$	DIVERSAS	Expansão de linhas e redes de distribuição, linhas de transmissão e aquisição de medidores	6 a 12 % a.a.	2013
BNDES/FINEM	R$	01/06/2000	Investimento sistema transmissão/Distribuição	TJLP + 4,5% a.a.	2008
ITAÚ	U$	28/11/2001	Capital de Giro	102,45 % CDI	2004
ITAÚ	R$	20/09/2002	Capital de Giro	110 % CDI	2004
WESTLB	U$	29/08/2002	Capital de Giro	65 % CDI	2004
FIBRA	R$	23/05/2003	Capital de Giro	CDI + 4,0% a.a.	2004
SANTANDER	U$	29/01/2003	Capital de Giro	107 % CDI	2004
BBV	U$	14/08/2003	Capital de Giro	CDI + 2,8% a.a.	2004
BRADESCO I	U$	13/08/2003	Capital de Giro	CDI + 2,9% a.a.	2004
BANKBOSTON	R$	12/05/2003	Capital de Giro	110% CDI	2004
BANCO BRASIL	R$	18/11/2003	Capital de Giro	110% CDI	2004
BNDES/Emergencial	R$	14/02/2002	Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica	SELIC + 1% a.a.	2010

Para os empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias ou aval da controladora.

O total devido em moeda estrangeira e nacional desdobra-se da seguinte forma:

	2003			2002		
Moeda estrangeira	Em moeda de origem (mil)	Em milhares de reais	%	Em moeda de origem (mil)	Em milhares de reais	%
Dólar norte-americano	62.066	179.321	100,00	62.119	219.486	94,00
Iene				445.515	13.267	6,00
Total		179.321	100,00		232.753	100,00
Principal		171.953			225.647	
Encargos		7.368			7.106	

	2003		2002	
Moeda nacional	Em milhares de reais	%	Em milhares de reais	%
UFIR	3.171	1,30	3.503	1,13
FINEL	1.400	0,57	2.866	0,93
IGP-M	37.192	15,24	47.616	15,39
TJLP	60.280	24,71	67.415	21,79
CDI	34.552	14,16	76.898	24,85
SELIC	107.411	44,02	111.102	35,91
Total	244.006	100,00	309.400	100,00
Principal	234.717		307.694	
Encargos	9.289		1.706	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2003 e 2002:

	Variação %	
Moeda/Indexador	2003	2002
Iene	(9,30)	68,18
Dólar norte-americano	(18,23)	52,27
Índice Geral de Preços Mercado – IGP – M	8,71	25,31
FINEL	1,70	4,68
TJLP	11,50	9,87
CDI	23,25	19,11
Taxa de Referência – TR	4,65	2,80
SELIC	26,69	21,39

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

Cronograma de pagamento	2003	2002
2004		181.663
2005	37.934	28.562
2006	39.352	28.442
2007	30.738	28.427
Após 2007	71.865	63.612
Total	179.889	330.706

Mutação de empréstimos e financiamentos:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo
Saldos em 1º de janeiro de 2002	26.899	106.692	73.946	87.941
Ingressos	108.231	106.576	133.454	68.462
Encargos	21.268	2.383	17.202	
Variação monetária e cambial	2.980	6.279	83.830	48.820
Transferências	37.048	(37.048)		
Amortizações	(69.333)	(2.576)	(224.077)	(56.824)
Saldos em 31 de dezembro de 2002	127.093	182.307	84.355	148.399
Ingressos	67.144	567	25.611	
Encargos	50.415	5.137	20.311	
Variação monetária e cambial	(193)	3.391	(19.409)	(24.683)
Transferências	11.513	(11.513)	123.716	(123.716)
Amortizações	(191.855)		(55.263)	
Saldos em 31 de dezembro de 2003	64.117	179.889	179.321	

22. DEBÊNTURES

2002		
Encargos da dívida	Circulante	Total
961	18.750	19.711

A Companhia liquidou em 1º de abril de 2003 a última parcela referente às debêntures emitidas em 1º de abril de 2000.

Características	Controladora
Forma e Espécie:	Nominativas simples
Quantidade de títulos:	7.500 debêntures simples
Valor nominal:	R$ 10.000,00
Data da emissão:	01 de abril de 2000
Vencimento final:	01 de abril de 2003
Remuneração:	104,5 % da variação da taxa média do CDI
Periodicidade pagamento:	Semestral, a partir de outubro de 2001
Amortização programada:	Em 4 parcelas semestrais e consecutivas de R$ 2.500,00 a partir de outubro/2001

23. TAXAS REGULAMENTARES

	Controladora	
	2003	2002
Quota de Reserva Global de Reversão – RGR	1.031	1.088
Quota de Consumo de Combustível – CCC		1.423
Conta de desenvolvimento energético - CDE	225	
Encargo de Capacidade Emergencial - ECE	3.059	2.902
Taxa de Fiscalização – ANEEL	89	57
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	1.150	907
Total	5.554	6.377

24. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	Controladora		Consolidado
	2003	2002	2002
ICMS	9.329	7.557	7.557
IR de distribuição de lucros	1.823		
Imposto de renda – Pessoas física e jurídica	44	73	90
IPTU	195	1.978	1.978
ISS	90	140	351
INSS	567	486	486
FGTS	149	129	129
COFINS	2.218	2.102	2.102
PIS	1.220	1.077	1.077
CIDE – assistência técnica	6		
Outros	95	77	91
Total	15.736	13.619	13.861

25. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais a recolher, calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária, bem como o valor da contribuição social sobre o lucro calculado sobre o saldo da correção monetária complementar, Lei nº 8.200/91, a ser depreciado, bem como sobre a variação cambial de contratos em moeda estrangeira. Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições serão verificados no momento da realização dos eventos mencionados.

Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos.

	2003	2002
Imposto de renda	37.086	33.623
Contribuição social sobre RTE	13.351	12.105
Contribuição social sobre CMC	1.309	1.773
PIS	3.450	3.259
COFINS	6.272	6.049
Total	61.468	56.809
Passivo circulante	(7.551)	(7.944)
Passivo exigível a longo prazo	53.917	48.865

26. PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO FISCAL - REFIS

A Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS, aprovado pela Lei nº 9.964, de 10 de abril de 2000, tendo declarado seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF e ao Instituto Nacional do Seguro Social – INSS. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, entre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo), foram fatores determinantes para a adesão ao programa.

O débito consolidado será pago em 60 parcelas mensais consecutivas, iniciado em abril de 2000, atualizadas pela variação da TJLP, das quais já foram liquidadas 45 parcelas. As regras do programa estabelecem como condição de permanência no mesmo a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições.

O montante da dívida em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 está demonstrado a seguir:

	Débito consolidado
IRPJ	4.058
INSS	7.011
COFINS	3.790
Subtotal	14.859
(-) Compensação com créditos fiscais	(6.947)
Total do débito consolidado	7.912
Atualização com base na TJLP até 31/12/2002	1.842
Amortização no período de 01/04/2000 a 31/12/2002	(5.369)
Total do débito consolidado em 31/12/2002	4.385
Passivo circulante	(2.054)
Exigível a longo prazo	2.331
Atualização com base na TJLP de 01/01/2003 a 31/12/2003	428
Amortização no período de 01/01/2003 a 31/12/2003	(2.095)
Total do débito consolidado em 31/12/2003	2.718
Passivo circulante	(2.309)
Exigível a longo prazo	409

27. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

O artigo 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permitiu a dedutibilidade, para fins de imposto de renda e da contribuição social, dos juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP.

A reunião do Conselho de Administração, realizada em 29 de dezembro de 2003, decidiu pagar juros sobre o capital próprio aos seus acionistas, os quais foram calculados sobre o lucro antes dos impostos auferidos no exercício.

O valor distribuído aos acionistas monta em R$ 16.271, o que corresponde a R$ 0,0968085 por ação. Estes juros sobre o capital próprio são considerados ao final do exercício para cômputo do dividendo mínimo obrigatório.

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	2003	2002
Dividendos mínimos – sobre o lucro líquido ajustado		
Ações ordinárias	29.181	5.504
Ações preferenciais classe "A"	5.098	961
Ações preferenciais classe "B"	4.384	827
Total	38.663	7.292
Dividendos mínimos – sobre o lucro líquido ajustado		
Lucro líquido do exercício	57.825	30.705
Constituição da reserva legal	(2.891)	(1.535)
Amortização do ágio incorporado	29.776	27.715
Reversão da provisão para manutenção do patrimônio líquido	(19.652)	(18.292)
Benefício fiscal da amortização do ágio incorporado	(10.124)	(9.423)
Base de cálculo do dividendo	54.934	29.170
Dividendos mínimos obrigatórios	13.733	7.292
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos e propostos		
Dividendos – R$ 0,2249073 por ação ON e R$ 0,2473980 por ação PN (2002, R$ 0,0424201 por ação ON e R$ 0,0466621 por ação PN)	38.663	7.292
Juros sobre o capital próprio – R$ 0,0968085 por ação ON e PN	16.271	
Total bruto	54.934	7.292
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio - 15%. Na parcela de acionistas imunes não ocorre a incidência de imposto de renda.	(1.823)	

Em atendimento ao Aviso aos Acionistas publicado pela COSERN, em 30 de dezembro de 2003, a Guaraniana S.A solicitou a não retenção do Imposto de Renda na Fonte, no valor de R$ 616, incidente sobre os valores de juros sobre o capital próprio a receber. Conforme entendimento da Secretaria da Receita Federal, emanado pelo Parecer Normativo nº 1, de 24 de setembro de 2002, a Guaraniana S.A, na figura de contribuinte efetivo do imposto de renda devido sobre a importância recebida a título de juros sobre o capital prório, ofereceu o valor à tributação, considerando-os na apuração do lucro real na data de seu reconhecimento efetivo do crédito, 29 de dezembro de 2003.

A formação dos saldos em 31 de dezembro é como segue:

Em 1º de janeiro de 2002	32.959
Dividendos e Juros sobre o capital próprio:	
Pagos	(1.975)
Proposta de dividendos à Assembléia Geral Ordinária	7.292
Em 31 de dezembro de 2002	38.276
Dividendos e Juros sobre o capital próprio:	
Pagos	(33.230)
Declarados	16.271
Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF	(1.823)
Proposta de dividendos à Assembléia Geral Ordinária	38.663
Em 31 de dezembro de 2003	58.157

28. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões constituídas para contingências e respectivos depósitos judiciais são compostos como segue:

	2003			2002		
	Valor da provisão		Depósitos	Valor da provisão		Depósitos
Contingências	No exercício	acumulada	judiciais	No exercício	acumulada	judiciais
Trabalhistas	3.089	9.834	7.742	(3.193)	12.924	6.998
Cíveis	3.235	13.368	221	323	16.960	524
Clientes – Plano Cruzado	1.099	2.607	221	6	3.706	
Outras	2.136	10.761		317	13.254	524
Fiscais	(753)	8.902	2.294	(895)	4.734	1.890
COFINS		1.465				
INSS		933			836	
IR	(152)	3.184	1.890		1.668	
CSLL		1.823			1.334	
Outras	(601)	1.497	404	(895)	896	
Total	5.571	32.104	10.257	(3.765)	34.618	9.412
Circulante		(17.951)			(15.936)	
Exigível a longo prazo		14.153			18. 682	

Trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas movidas contra a Companhia envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial e outras.

Cíveis

Clientes - Plano Cruzado

A Companhia é ré em demandas judiciais nas quais alguns consumidores industriais questionam a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nº 38 e 45 do DNAEE, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteiam a restituição de valores envolvidos. Não é possível prever o resultado final das ações, tendo diversas outras companhias obtido êxito parcial nos pleitos dos consumidores. Para fazer face a eventuais contingências advindas desses pleitos, a Companhia possui provisões constituídas no montante R$ 2.607 (2002, R$ 3.706) relacionado com o diferencial de alíquota cobrado no período de março a novembro de 1986 dos consumidores industriais, acrescido dos encargos moratórios, cujos montantes são considerados suficientes.

Outras cíveis

Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais, de pessoas físicas e jurídicas, nas quais a Companhia é ré, envolvendo danos morais e materiais.

Fiscais - INSS

Referem-se a autuações da Companhia na condição de contribuinte solidário na contratação de serviços de empreiteira. A Companhia vem acionando as empreiteiras para comprovação do recolhimento e conseguinte baixar os autos. Não existem riscos à integridade do REFIS.

A administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir possíveis perdas com tais causas.

Outras fiscais

Existem processos de natureza fiscal, envolvendo COFINS, Imposto de renda sobre lucro inflacionário de 1999 e contribuição social, que estão em curso para os quais a opinião dos consultores jurídicos com relação às causas possíveis totalizam R$ 7.969 (2002, R$ 3.898).

29. OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Controladora	
	2003	2002
Empréstimo compulsório	480	764
Taxa de iluminação pública - TIP	2.661	51
Depósito judicial Guaraniana	1.459	1.459
Outros	1.795	710
Total	6.395	2.984
Circulante	(3.826)	(1.307)
Exigível a longo prazo	2.569	1.677

30. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social

O Capital social totalmente subscrito em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 é de R$ 140.413. A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

	Em milhares de ações							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais					
Acionistas	Única	%	A	%	B	%	Total	%
COELBA	80.946	62,4	15.665	76,0	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S/A	39.678	30,6	2.749	13,3			42.427	25,2
Uptick Participações S/A	7.577	5,8	1.157	5,6	1.047	5,9	9.781	5,8
IBERENER	1.269	1,0	886	4,3			2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8			426	0,3
Total	129.746	100,0	20.607	100,0	17.721	100,0	168.074	100,0

As ações ordinárias dão direito a voto nas deliberações da Assembléia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurada prioridade no reembolso do capital no caso de liquidação da Companhia, e assegurada, ainda, às ações preferenciais "Classe A", prioridade na distribuição de dividendos.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe "A" e "B" terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício pela legislação societária, limitada a 20% do capital social.

Incentivo Fiscal Imposto de Renda - ADENE

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto 3.000/99.

Por conta disso, a COSERN formalizou pleito à antiga SUDENE e obteve o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais através do Laudo Constitutivo nº 0038/2002 – ADENE, emitido em 03 de julho de 2002. Em 15 de agosto de 2002 protocolou, junto à Delegacia da Receita Federal/RN, o Termo de Opção para formalizar o aproveitamento do crédito retroativo a 6 de dezembro de 2001. Conforme disposto no artigo 2º, da Instrução Normativa nº 217/2002, a Receita Federal deveria pronunciar-se sobre o pleito formalizado em até 120 dias da data de protocolo do referido "Termo". Como este fato não ocorreu, considera-se uma aprovação tácita do referido pleito nos termos do artigo 553 § 3º do Decreto 3.000/99.

Dessa forma, a COSERN apurou em 2003 o valor de R$ 2.105 (2002, R$ 2.547) de incentivo fiscal ADENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 37,50% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real. O valor correspondente da respectiva redução foi contabilizado como Reserva de Capital em montante integral, devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

31. FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Controladora					
	Nº de consumidores (1)		MWh (1)		R$	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Consumidores:						
Residencial	702.581	675.488	849.153	757.349	192.565	142.300
Industrial	4.370	4.414	864.721	882.197	139.217	122.190
Comercial	56.437	55.193	475.572	425.740	121.299	96.062
Rural	27.891	25.434	312.638	214.173	38.170	24.113
Poder Público	9.467	9.168	146.099	127.187	38.582	30.817
Iluminação Pública	1.957	1.597	117.996	102.991	18.583	15.292
Serviço Público	1.307	1.277	191.693	186.743	30.417	30.486
Consumo próprio	94	97	6.019	4.941		
Encargo de capacidade emergencial-ECE					20.556	13.105
Suprimento	1	1	735	528	304	221
Fornecimento não faturado					3.029	6.557
Subtotal	804.105	772.669	2.964.626	2.701.849	602.722	481.143
Recomposição tarifária (realização)					(20.628)	4.387
Energia livre (realização)					(4.159)	4.237
Disponibilização sistema transmissão e distribuição					493	305
MAE - Mercado Atacadista de Energia			29.810	663.911	146	44.749
Subvenção à baixa renda - tarifa social					23.357	14.057
Outras receitas					7.994	5.367
Total	804.105	772.669	2.994.436	3.365.760	609.925	554.245

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

A ANEEL publicou, em 17/04/2003, no Diário Oficial da União, a Resolução nº 200 com o índice de reposicionamento tarifário da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN.

Também foi definido o Fator X (1,78%), mecanismo que reduz a aplicação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), a partir de abril de 2004, permitindo o repasse para as tarifas de parcelas dos ganhos de produtividade das empresas. O mesmo ainda poderá ser ajustado em razão da avaliação da empresa pelos consumidores no Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC) em 2003.

O índice de reposicionamento médio da COSERN foi de 11,49%, com aplicação diferenciada para as categorias de consumo, em razão do Decreto n º 4.667, de abril de 2003, devido ao fim gradual dos subsídios cruzados existentes entre grupos de consumo. Dessa forma, as Unidades Consumidoras do Grupo A3 (69 KV) tiveram as tarifas elevadas em 11,65%, as do Grupo A4 (13,8 KV) em 13,98% e as do Grupo B (220/380 V) em 10,38%. Essas novas tarifas valerão para os consumos que ocorrerem a partir de 22/04/2003.

O reposicionamento em 2003 ficará limitado ao valor que as empresas teriam de reajuste tarifário anual, caso ele fosse praticado este ano. A proposta de escalonamento da reposição de tarifas tem o objetivo de amenizar o impacto do índice para o consumidor.

No caso da COSERN, as tarifas autorizadas contemplam, além do reposicionamento tarifário (11,49%), a compensação do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA (redução de 0,17%), conhecida como conta gráfica, que reúne os custos não-gerenciáveis das empresas, os custos administrativos adicionais incorridos durante o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica – PERCEE, instituído pela Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001 (adição de 0,88%), e o dispêndio financeiro relativo à Reserva Global de Reversão – RGR de 2002 (adição de 0,26%), perfazendo um total, no primeiro ano, de 12,45%.

32. COMPRA E VENDA DE ENERGIA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA - MAE

Nos exercícios de 2003 e 2002 a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora	
	2003	
Compra	MWh (1)	R$
Compra estimada (*)	38.397	994
Ajustes	(15)	(2)
Total	38.382	992

(*) referente ao meses de janeiro, maio, agosto, outubro, novembro e dezembro (estimado) de 2003.

	Controladora			
	2003		2002	
Venda	MWh (1)	R$	MWh (1)	R$
Venda estimada (*)	30.133	176	677.800	49.548
Ajustes	(323)	(30)	(13.889)	(4.799)
Total	29.810	146	663.911	44.749

(*) referente aos meses de fevereiro, março, abril, junho, julho e setembro de 2003 (2002, período de março a dezembro).

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Os montantes de receitas/despesas, faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia comercializados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, foram informados pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica e referendados pela Companhia.

33. OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

	Controladora	
Composição	2003	2002
Aluguel	23	1.442
Renda da prestação de serviços	2.759	1.038
Serviço taxado	1.332	1.053
Obra terceiros	3.181	1.659
Outras receitas	699	175
Total	7.994	5.367

34. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Composição	Controladora 2003	2002
Receita Operacional Líquida	467.557	439.538
Custo ou despesa operacional por natureza		
Pessoal	(33.407)	(28.581)
Administradores	(2.357)	(2.160)
Entidade de previdência privada	(1.114)	(956)
Material	(5.298)	(4.754)
Serviço de terceiros	(34.716)	(29.508)
Quota para conta consumo combustível - CCC	(16.365)	(21.264)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(2.130)	
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica - TFSEE	(920)	(759)
Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)	(159.953)
Encargo de uso do sistema de transmissão	(33.672)	(29.928)
Energia livre - reversão		(4.237)
Depreciação e amortização	(32.180)	(29.842)
Tributos	(4.091)	(4.128)
Provisões operacionais (líquida de reversões)	(30.769)	(41.740)
Provisão para FNDCT - Lei 9.991/00	(1.438)	(1.210)
Outras	(1.102)	(12.147)
	(372.592)	(371.167)
Resultado do serviço	94.965	68.371

Despesa com pessoal	Controladora 2003	2002
Remunerações	13.203	10.907
Encargos sociais	5.904	5.182
Auxílio alimentação	1.157	952
Convênio assistencial e outros benefícios	5.399	4.757
Incentivo à aposentadoria e PDV	241	436
Contencioso trabalhista	6.353	3.828
Participação nos resultados	1.462	3.121
Encerramento de ordem	179	4
(-) Transferências para imobilização em curso	(491)	(606)
Total	33.407	28.581

Energia elétrica comprada para revenda	Controladora 2003		2002	
	R$	MWh (1)	R$	MWh (1)
CHESF	172.473	3.454.153	163.412	4.086.560
SAELPA	200	3.716	226	5.004
GCS	1.339	13.855	449	4.176
Compras no MAE	994	38.397		
Ajustes	(1.973)		(4.134)	(110.411)
Total	173.033	3.510.121	159.953	3.985.329

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes

Encargos do uso do sistema de transmissão	Controladora 2003	2002
CHESF	7.405	6.677
Outros	26.267	23.251
Total	33.672	29.928

Provisões operacionais (líquida de reversões)	Controladora 2003	2002
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	36.340	37.975
Provisão (reversão) da provisão para contingência - líquida	(5.571)	3.765
Total	30.769	41.740

Depreciação e amortização	Controladora 2003	2002
Quota de depreciação no exercício	32.249	29.958
(-) Depreciação transferida para ordens em curso	(69)	(116)
Total	32.180	29.842

Outras despesas operacionais	Controladora 2003	2002
Arrendamentos e aluguéis	184	284
Seguros	189	137
Doações e contribuições	665	233
Recuperação de despesa	(1.364)	(58)
Publicações e avisos de desligamentos	682	434
Organismo representativo	494	453
Despesas de viagem	681	507
Consumo próprio de energia elétrica	(2)	(336)
Encerramento de ordem em curso	344	153
Legais e judiciais	1.293	908
Perdas operacionais	(6.814)	7.417
Eventos	192	238
Indenização de danos elétricos	315	350
Outros	4.243	1.427
Total	1.102	12.147

35. OPERAÇÕES COM EXPORTAÇÃO

A Companhia efetuou operação com exportação de commodities agrícolas para fins de captação de recursos, conforme estabelecido no contrato Pre-Export Financing Agreement firmado com o Banco WestLB S.A. Com base no contrato, a Companhia negocia com o WestLB adiantamento de recursos correspondente ao valor dos contratos de compra e exportação. O valor do adiantamento mais juros será pago em quatro parcelas semestrais, envolvendo o embarque das commodities agrícolas.

Os valores estão demonstrados a seguir:

	2003
Receita com exportação	4.723
Custo de exportação	(4.739)
Efeito líquido da operação	(16)

O resultado da operação é decorrente exclusivamente da variação cambial sobre o prêmio de exportação das commodities.

36. RESULTADO NÃO OPERACIONAL

	Controladora 2003	2002
Ganho na desativação/alienação de bens e direitos	719	167
Perda na desativação de bens e direitos	(1.751)	(1.353)
Outras (despesas) receitas não operacionais	(11)	370
Total	(1.043)	(816)

37. PARTICIPAÇÕES NOS RESULTADOS

A Companhia possui um programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, baseado nos objetivos operacionais e financeiros previamente estabelecidos com os mesmos. O montante desta participação para o exercício de 2003 foi de R$ 1.462 (2002 - R$3.121).

38. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A COSERN efetuou transações com partes relacionadas:

		2003			2002		
Partes relacionadas	Transações	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Iberdrola Energia	Pessoal		6	(66)		61	(6)
Iberdrola Cons. e Serviço	Confecção de calendários					3	
Iberdrola S/A	Serviços de consultoria						(66)
Amara Brasil (a)	Administração de almoxarifado		41	(504)			(592)
IBENBRASIL (b)	Serviço de Engenharia		77	(3.251)		555	(3.206)
Tracol Serv. Elétricos S/A	Manutenção/recuper. de equipamentos			(375)	57	187	(1.074)
Termoaçu S/A (c)	Valores a receber	181		23	93		
GCS Energia (d)	Valores a pagar		210	(840)		290	
GCS Comércio e Serviços (e)	Serviços de consultoria		17	(201)		(449)	
Celpe	Funções compartilhadas (g)		22			185	
	Material/serviço			43	11		(12)
	Total Celpe		22	43	11	185	(12)
Coelba	Funções compartilhadas (g)		1.117		37	4.164	(699)
	Material/serviço	4	21	(66)		299	(41)
	Uso da rede		9	(74)		4	(27)
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio		40.471				
	Total Coelba	4	41.618	(140)	37	4.467	(767)
Guaraniana	Venda da Termoaçu (f)	127.294					
	Prestação de contas			19.043			
	Adiantamento para desverticalização da Termoaçú S.A.					13.500	
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio		13.711				
	Total Guaraniana	127.294	13.711	19.043		13.500	
Fasern (h)	Contrato de mútuo		1.536	254		3.324	398

(a) Amara Brasil - Contrato nº 44113998, vigência de 16/12/1998 até 15/05/2005. O mesmo é corrigido pelo IGPM a cada 12 meses.

(b) Ibenbrasil - Contrato nº 4600004918, vigência de 01/09/2003 até 31/08/2006, corrigido a cada 12 meses com base até o Custo Nacional da Construção Civil e Obras Públicas, Serviços de Consultoria, Coluna 39, Série A0157980 da revista Conjuntura Econômica da Fundação Getúlio Vargas.

(c) Termoaçu - Contrato com validade até 30/10/2004, sendo corrigido a cada 12 meses pelo IGPM.

(d) GCS - Contrato de Compra de Energia (GCS AM – 010/2002), vigência de 01/10/2002 até 30/11/2006. O reajuste do mesmo ocorrerá na c

$$Pcei = Pceoi * \frac{(K1*IGPM1i)}{IGPMoi}$$

(e) GCS - Contrato de Prestação de Serviços, vigência de 01/01/2003 até 31/12/2005. O mesmo será atualizado anualmente aplicando a segui

$$Pi = Poi * \frac{IGPM1i}{IGPMoi}$$

(f) Guaraniana - Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, sendo o saldo corrigido pela Taxa DI Over, constituído em 31 de março de 2003.

(g) Funções compartilhadas - As Companhias COELBA, CELPE e COSERN celebraram, entre si, em 30 de outubro de 2001, vigente até 05 de outubro de 2021, o Contrato denominado "Guaraniana Serviços Compartilhados" com o objetivo de :

- implantar um sistema unificado de atividades operacionais e administrativas, nas áreas: Engenharia Básica, Suprimentos, Marketing, Informática, Riscos e Seguros e Regulação e Tarifa;
- otimizar o aproveitamento dos recursos financeiros e humanos empregados no desenvolvimento das referidas atividades, em regime de serviços de interesse recíproco; e
- atender, de maneira mais eficiente e econômica, aos interesses e necessidades de cada uma das Consorciadas.

(h) Fasern – Contrato nº 09/94, vigência até 1 de setembro de 2004, atualizado pela TR+ 6% a.a.

Em 1º de novembro de 2001, as Companhias encaminharam o pedido de anuência ao referido contrato à ANEEL, em atendimento ao estabelecido na Resolução ANEEL nº 022, de 04 de fevereiro de 1999. Em decorrência da implementação do Consórcio, os balanços das empresas contemplam ativos e passivos oriundos dessas transações.

Posteriormente, a ANEEL, através do Ofício nº 1327/2002-SFF/ANEEL, de 26 de dezembro de 2002, comunicou a não aprovação do Contrato de Consórcio. A administração está apresentando esclarecimentos adicionais referentes à forma de atuação e aos benefícios auferidos pelas empresas com a implementação do Consórcio, com vista a obter a anuência da ANEEL para o referido contrato.

39. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

- Considerações gerais

  A utilização de instrumentos e de operações com derivativos envolvendo indexadores tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia.

  A administração avalia que os riscos são mínimos, pois não existe concentração de parte contrária, e as operações são realizadas com bancos de reconhecida solidez dentro de limites aprovados.

- Valor de mercado dos instrumentos financeiros

  Os valores contábeis, registrados em operação com empresas ligadas e empréstimos e financiamentos, referentes aos instrumentos financeiros constantes no balanço patrimonial, quando comparados com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência destes, com o valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, se aproximam, substancialmente, de seus correspondentes valores de mercado.

  As contas a receber de poderes públicos, federal, estadual e municipais (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R$ 185.617 (2002, R$ 142.873). Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos, face as negociações em andamento que impossibilitam a previsão dos prazos de recebimento.

  Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, vinculados aos projetos específicos de infra-estrutura básica, obtidos em moeda estrangeira, junto a instituições internacionais de desenvolvimento, assim como os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e aos consumidores, estão compatíveis com o valor de tais operações, não disponíveis no mercado financeiro.

  O contrato de mútuo obtido junto à FASERN pela COSERN, de conformidade com as normas estabelecidas para as entidades de previdência privada fechada, equivalem ao valor de mercado para esse tipo de operação.

- Fatores de risco

Risco de crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco, e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores, cortando o fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores, o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira.

Moeda estrangeira

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de aumento nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2003, operações de "swap" cambial no valor nominal total contratado de R$ 164.990 (2002, R$ 189.324), representando aproximadamente 96% do endividamento em moeda estrangeira.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2003 a Companhia apurou um resultado negativo nas operações de "hedge" cambial no montante de R$ 62.083, (2002, resultado positivo de R$ 108.668).

Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

Risco de Vencimento Antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamento com o WestLB e o BNDES/FINEM com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento dessas restrições podem implicar em vencimento antecipado da dívida (vide nota explicativa nº 21).

40. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Companhia é patrocinadora da Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da COSERN – FASERN, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.
As contribuições correntes (das patrocinadoras e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. No plano previdenciário de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade das patrocinadoras.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Benefício Definido corresponde a 10,45% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 5,68% às contribuições normal e de risco e 1,87 % à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

A partir de março de 1999, a FASERN passou a adotar novo plano de benefício previdenciário de Contribuição Definida, cuja adesão foi superior a 98% dos participantes ativos.

O plano contempla benefícios de risco com cobertura para invalidez e morte totalmente custeados pelas patrocinadoras, aos empregados ativos participantes do plano. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, pagamento único. Por suas características, o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Contribuição Definida corresponde a 9,13% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 3,56% à contribuição normal (igual a dos participantes), 0,86% à contribuição dos benefícios de risco e 1,81 % à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	FASERN	
	2003	2002
Custo do imobilizado em curso	241	352
Despesas operacionais	1.114	956
Total	1.355	1.308

Operações com as Fundações

A Companhia mantém contrato de mútuo com a Fundação, para controle das dívidas, dentro dos limites estabelecidos pela legislação vigente à época, e estabelecimento das condições para remuneração e amortização da dívida, compatíveis com as práticas de mercado.

	FASERN	
	2003	2002
Crédito de curto prazo	1.536	1.864
Crédito de longo prazo	____	1.460
Total	1.536	3.324

Deliberação CVM nº 371 – Contabilização dos Planos de Pensão

Na avaliação atuarial do plano de benefício definido foi adotado o método do crédito unitário projetado, conforme facultado pela Interpretação Técnica do IBRACON nº 01/01, referendada pela CVM através do Ofício Circular CVM/SEP/SNC/nº 01/2002.

O parecer atuarial da FASERN, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira da fundação, em 31 de dezembro de 2003 e 2002 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 371/00:

	FASERN	
Planos de Benefício Definido	2003	2002
Valor justo dos ativos do Plano	54.102	44.713
Valor presente da obrigação atuarial com direitos já vencidos	(45.660)	(37.422)
Valor presente da obrigação atuarial com direitos a vencer	(41)	(38)
Ativo Líquido (Status de cobertura do plano)	8.401	7.253
Ganho atuarial não reconhecido	(2.690)	(4.692)
Ativo Líquido para a Empresa	5.711	2.561

Os superávits apresentados no plano previdenciário de benefício definido da FASERN minimizam o risco de eventual passivo atuarial futuro para a Companhia. A realização e registro contábil dos superávits não têm previsão na legislação atual.

	FASERN	
Custo esperado do Plano Previdenciário de Benefício Definido	2003	2002
Custo do serviço corrente		
Custo dos juros	4.680	3.660
Retorno dos investimentos	(5.540)	(4.424)
Ativo Líquido	(860)	(764)

	FASERN	
Principais premissas atuariais	2003	2002
Taxa de desconto	10,24	10,24
Taxa de rendimento esperada sobre os ativos do plano	10,24	10,24
Taxa de crescimento salarial	6,08	6,08
Índice de reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	4,00	4,00
Fator de capacidade do benefício/salário	100,00	100,00

41. SEGUROS

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia, está demonstrada a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância segurada	Prêmio
Riscos nomeados – Subestações e Usinas	31/12/2003	31.025	65
Riscos nomeados – Imóveis próprios e locados	31/12/2003	17.273	36
Responsabilidade civil geral – RC Operações	31/12/2003	1.800	77

Os seguros da Companhia são contratados conforme a respectiva política de gerenciamento de riscos e seguros vigente.

Riscos nomeados – subestações e usinas - pela apólice contratada estão cobertos os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Têm cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra danos elétricos.

Riscos nomeados – imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros) e almoxarifados - com respectivos conteúdos, cobertura securitária básica de incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza.

Responsabilidade civil geral – cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em conseqüência das operações comerciais e/ou industriais da Companhia. O limite máximo a indenizar por evento é de R$ 1.200; o limite agregado é de R$ 1.800.

42. PROJETO DE ALTERAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO

Em 11 de dezembro de 2003, o Ministério de Minas e Energia divulgou as bases do novo marco regulatório para o setor elétrico, tendo como objetivos principais: garantir a segurança de suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social no setor, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

O novo modelo parte de três princípios básicos:

- a reafirmação do conceito de que a produção de energia deve ser tratada como serviço público e como tal deve ser um bem estendido a todos os brasileiros;
- a modicidade tarifária, em que a renda proporcionada pelos ativos depreciados seja apropriada ao consumidor;
- que o risco do investidor na geração seja assumido pelo sistema integrado, que tem maior capacidade de se compensar pelas perdas das variações dos ciclos hidrológicos e das oscilações da demanda do mercado. Em troca, o investidor disponibiliza seus ativos e equipamentos ao sistema, mediante um contrato com um novo agente setorial chamado Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e que o remunera sem a componente de risco.

O novo modelo também revitaliza o planejamento determinativo no âmbito do próprio MME, através de um novo agente setorial (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), aproveita a experiência das licitações e dos contratos na área de transmissão, mantém o ONS e a ANEEL e sugere várias fontes alternativas para o financiamento do setor, a cargo da Eletrobrás. A proposta extingue o MAE e toda a parte do antigo modelo conduzida por esse agente, transferindo para a CCEE a contabilização e liquidação dos contratos, bem como a centralização de todas as negociações do setor elétrico.

A atividade de distribuição deverá ser segregada empresarialmente das de geração e de transmissão, que poderão ser verticalizadas. Os distribuidores devem contratar 100% de seu mercado previsto com antecedência de cinco anos e, para firmarem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com geradores de serviço público e/ou produtores independentes (PIE), devem constituir garantia, através do Contrato de Constituição de Garantias (CCG). Pelo CCG, a ser firmado entre distribuidores, CCEE, geradores e/ou PIE e bancos, os distribuidores oferecem seus recebíveis como garantia e o contrato regerá a forma como as garantias poderão ser executadas em caso de inadimplência.

As sobras de energia, decorrentes da diferença entre a energia contratada pela distribuidora e o consumo real de seu mercado, serão compensadas entre distribuidoras sob a coordenação da CCEE, que fará o rateio da energia procurando suprir a todos na proporção dos seus déficits. Quando as sobras não forem suficientes para atender os déficits, a CCEE poderá determinar a contratação extraordinária de energia, seja pelo adiantamento de obras de geração e transmissão, pela construção de novas usinas, pela compra de energia livre de produtores independentes ou de excedentes de autoprodutores ou ainda pela importação de energia ou pelo gerenciamento pelo lado da demanda. Serão penalizadas as distribuidoras que subestimarem suas previsões de mercado e as geradoras que tiverem suas obras atrasadas, saídas além dos padrões permitidos, entre outras. As penalidades pagas serão utilizadas para modicidade das tarifas.

A CCEE terá também a função de calcular a tarifa de suprimento, a ser paga pelas distribuidoras. A tarifa poderá ser única ou regionalizada e será calculada com base na soma das projeções de carga dos distribuidores e também na soma dos encargos de geração e da administração dos contratos pela CCEE.

De acordo com o documento divulgado pelo MME, a segurança de suprimento deverá ser acompanhada por um comitê (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE), observando-se, entre outros itens, o não-cumprimento do cronograma de construção de empreendimentos, as condições hidrológicas excepcionalmente adversas e o aumento imprevisto do consumo, e propondo-se as medidas preventivas de mínimo custo para restaurar as condições adequadas ao atendimento.

Consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em qualquer nível de tensão, poderão optar entre continuar sendo atendidos pelo distribuidor local, comprar energia diretamente de um produtor independente ou comprar energia por meio de um comercializador. A opção pela condição de consumidor livre pode abranger toda ou parte da carga do consumidor e os prazos de opção de consumidores potencialmente livres para migrar para o Ambiente de Contratação Livre são os seguintes:

- Demanda máxima de 3 a 5 MW: 1 ano;
- Demanda máxima de 5 a 10 MW: 2 anos;
- Demanda máxima acima de 10 MW: 3 anos.

O modelo prevê um período de transição para a implantação dos novos agentes, como a EPE e a CCEE, e para a contratação de energia para os próximos anos, conforme as novas regras. Assegura-se o respeito aos contratos existentes, não ocorrência de aumentos tarifários e a criação de ambiente propício à retomada de investimentos.

43. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE – NÃO AUDITADA

A composição do resultado da COSERN segregado por atividade é a seguinte:

	Distribuição/ Comercialização	Não Vinculadas Concessão	Total
	R$ mil	R$ mil	R$ mil
Fornecimento de energia elétrica	602.722		602.722
Suprimento de energia elétrica	146		146
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	493		493
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	23.357		23.357
(Reversão) receita da recomposição tarifária do racionamento	(20.628)		(20.628)
(Reversão) receita da energia livre racionamento	(4.159)		(4.159)
Outras receitas operacionais	7.994		7.994
Receita operacional	609.925		609.925
ICMS	(94.540)		(94.540)
PIS	(3.452)		(3.452)
COFINS	(17.704)		(17.704)
ISS	(32)		(32)
Quota para reserva global de reversão - RGR	(6.084)		(6.084)
Encargo capacidade emergencial - ECE	(20.556)		(20.556)
Deduções da Receita operacional	(142.368)		(142.368)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	467.557		467.557
Custo do serviço de energia elétrica	(319.630)		(319.630)
Custo com energia elétrica	(206.705)		(206.705)
Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)		(173.033)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(33.672)		(33.672)
Custo de operação	(112.925)		(112.925)
Pessoal	(13.203)		(13.203)
Entidade de previdência privada	(513)		(513)
Material	(3.633)		(3.633)
Serviços de terceiros	(10.518)		(10.518)
Subvenção – conta consumo de combustível – CCC	(16.365)		(16.365)
Conta de desenvolvimento energético – CDE	(2.130)		(2.130)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSEE	(920)		(920)
Depreciação e amortização	(28.490)		(28.490)
Provisões operacionais (líquidas de reversões)	(36.340)		(36.340)
Tributos	(212)		(212)
Outras despesas operacionais	(601)		(601)
Custo de serviço prestado a terceiros	(2.388)	(35)	(2.423)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	145.539	(35)	145.504
Despesas operacionais			
Despesas com vendas	(12.149)		(12.149)
Despesas gerais e administrativas	(38.390)		(38.390)
Resultado do serviço	95.000	(35)	94.965

- **continua** -

- continuação-

	Distribuição/ Comercialização	Não vinculadas à concessão	Total
	R$ mil	R$ mil	R$ mil
Receita (despesa) financeira	(15.169)	(16)	(15.185)
Renda de aplicações financeiras	467		467
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	14.745		14.745
Remuneração financeira recomposição tarifária	34.482		34.482
Variação cambial e monetária líquida	90.812	(16)	90.796
Resultado de Swap	(62.083)		(62.083)
Encargos de dívida (líquido de R$ 36, transferido p/custo obra - nota 18)	(78.962)		(78.962)
Outras receitas (despesas) financeiras	(14.630)		(14.630)
Juros sobre o capital próprio a pagar/pagos	(16.271)		(16.271)
RESULTADO OPERACIONAL	63.560	(51)	63.509
Receita não operacional	803		803
Despesa não operacional	(1.846)		(1.846)
Resultado não operacional	(1.043)		(1.043)
LUCRO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E DO IMPOSTO DE RENDA	62.517	(51)	62.466
Imposto de renda e contribuição social - corrente	(7.675)		(7.675)
Imposto de renda e contribuição social - diferido	(13.237)		(13.237)
LUCRO ANTES DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	41.605	(51)	41.554
Reversão dos juros sobre capital próprio a pagar	16.271		16.271
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	57.876	(51)	57.825

As receitas e despesas vinculadas às atividades de produção, transmissão e distribuição são alocadas diretamente às unidades operativas, e as vinculadas à administração central são alocadas às unidades administrativas. As despesas remanescentes com administração central, após o rateio de administração geral às ordens em curso, são alocadas às atividades operativas proporcionalmente aos saldos das contas. As receitas e despesas com participações societárias são alocadas aos investimentos atípicos à concessão. Esse procedimento está em conformidade com o que determina o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL 001/97.

44. EVENTOS SUBSEQÜENTES

Encargo de aquisição de energia elétrica emergencial

A Resolução ANEEL nº 728, de 29 de dezembro de 2003, estabelece o valor de R$ 0,004681/kWh para o encargo de aquisição de energia elétrica emergencial, definido na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e regulamentado na Resolução ANEEL nº 429, de 6 de maio de 2002, com vigência no período de 1º a 31 de janeiro de 2004.

Majoração da COFINS

Em 29 de dezembro de 2003, foi sancionada pelo Presidente da República a Lei nº 10.833, em decorrência da conversão em Lei da Medida Provisória nº 135 que institui, a partir de 1º de fevereiro de 2004, a "não-cumulatividade" na incidência da COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.

A alíquota nominal da COFINS passará de 3% para 7,6%, sendo permitida a compensação das contribuições incidentes nas operações anteriores, no mesmo molde do que já vigora para as contribuições ao PIS/PASEP desde dezembro de 2002.

Embora os dispositivos acima tenham o objetivo de eliminar a cobrança da COFINS em cascata, desonerando o setor produtivo, seus efeitos variam de acordo com o ramo de atividade e a estrutura de cada empresa.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002 INFORMAÇÕES ADICIONAIS

	Controladora		Consolidado
	2003	2002	2002
Fluxo de caixa proveniente das operações	R$ mil	R$ mil	R$ mil
Lucro líquido do exercício	57.825	30.705	30.705
Ajustes para reconciliar o lucro do exercício com recursos provenientes de atividades operacionais			
Depreciação e amortização	32.222	30.323	30.323
Amortização do ágio, líquida	10.124	9.423	9.423
Variações monetárias, cambiais e juros, líquidas	4.656	107.088	107.088
Valor residual do ativo permanente baixado	1.373	1.439	1.439
Provisão (reversão) para contingências fiscais e trabalhistas	(5.571)	3.765	3.765
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9.289	31.355	31.355
Provisão para ajuste do valor de realização da RTE	10.602		
Reserva de isenção - ADENE	2.105	2.547	2.547
	122.625	216.645	216.645
(Aumento) redução de ativos			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	86.732	(43.076)	(43.271)
Títulos a receber	(32.693)	(2.653)	(2.653)
Recomposição tarifária racionamento	20.625	7.198	7.198
Energia livre - racionamento	8.934	(4.393)	(4.393)
Bônus do racionamento (líquido de acréscimo à tarifa)	384	6.033	6.033
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	(5.755)	(6.233)	(6.233)
Gastos incrementais com racionamento a recuperar	2.705	(1.068)	(1.068)
Repasse de empréstimos e financiamentos	(331)		
Serviços em curso	186	1.071	1.071
Títulos e valores mobiliários	(1.005)		
Tributos a compensar	26.074	(43.579)	(43.623)
Estoque	154	258	258
Contas a receber - controladora	(142.501)		
Depósitos judiciais	(845)	(1.717)	(1.717)
Bens e direitos destinados a alienação		(9)	(9)
Outros créditos	3.860	(9.819)	(9.749)
	(33.476)	(97.987)	(98.156)
(Aumento) redução de passivos			
Fornecedores	(15.249)	1.154	92.517
Energia livre - racionamento	(183)	4.238	4.238
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	(1.480)	8.070	8.070
Folha de pagamento	593	(410)	(416)
Taxas regulamentares	(823)	3.839	3.839
Entidade de previdência privada	(1.788)	(3.390)	(3.390)
Tributos e contribuições sociais	2.117	(9.274)	(9.101)
Tributos e contribuições diferidos	(10.672)	(3.862)	(3.862)
Programa Recuperação Fiscal - REFIS	(1.667)	(1.925)	(1.925)
Dividendos e juros sobre capital próprio	19.881	7.292	7.292
Obrigações estimadas	6.045	9.352	9.361
Provisão para contingências	3.057	(1.929)	(1.929)
Coligadas, controladas e controladora	(3.341)	963	18.362
Adiantamentos recebidos	(313)	183	183
Consumidores devolução baixa renda	(7.887)	8.488	8.488
Outros créditos	3.411	5.859	79.570
	(8.299)	28.648	211.297
RECURSOS LÍQUIDOS PROVENIENTES DAS OPERAÇÕES	80.850	147.306	329.786

- continua -

- continuação -

	Controladora		Consolidado
	2003	2002	2002
ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO			
Adiantamento para futuro aumento de capital	(13.500)	13.500	13.140
Financiamentos obtidos	93.322	416.723	416.723
Debêntures e encargos	(19.711)	(39.070)	(39.070)
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e juros	(247.118)	(352.810)	(352.810)
Juros sobre operações de Swap	(2.895)	(37.320)	(37.320)
Pagamentos de juros sobre o capital próprio e dividendos	(33.230)	(1.975)	(1.975)
	(223.132)	(952)	(1.312)
TOTAL DE INGRESSO (SAÍDA) DE RECURSOS	(142.282)	146.354	328.474
ATIVIDADE DE INVESTIMENTO			
Alienação (aplicação) em investimentos	182.378	(98.044)	
Aplicações no imobilizado	(39.087)	(47.972)	(349.104)
Aplicações no diferido		(21.820)	(9.443)
	143.291	(167.836)	(358.547)
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	1.009	(21.482)	(30.073)
Caixa e equivalentes no início do exercício	7.002	28.484	44.163
Caixa e equivalentes no final do exercício	8.011	7.002	14.090
Total dos efeitos de caixa	1.009	(21.482)	(30.073)

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002 - INFORMAÇÕES ADICIONAIS

	Controladora	
	2003	2002
RECEITAS	R$ mil	R$ mil
Vendas de energia e serviços	609.925	554.245
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(36.340)	(37.975)
Resultado não operacional	(1.043)	(816)
	572.542	515.454
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		
Energia elétrica e uso da rede	(206.705)	(194.118)
Materiais, serviços de terceiros e outros	(35.713)	(49.757)
	(242.418)	(243.875)
VALOR ADICIONADO BRUTO	330.124	271.579
DEPRECIAÇÃO E AMORTIZAÇÃO	(32.222)	(30.323)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	297.902	241.256
VALOR ADICIONADO TRANSFERIDO - Receitas financeiras	115.987	372.474
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	413.889	613.730
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
. Pessoal e administradores		
Remunerações	25.304	19.944
Encargos sociais (exceto INSS)	1.399	1.286
Entidade de previdência privada	1.114	1.050
Auxílio alimentação	1.157	952
Incentivo à aposentadoria e PDV	243	436
Convênio assistencial e outros benefícios	1.903	1.425
Participação nos resultados	1.462	3.121
Custos imobilizados	(491)	(606)
	32.091	27.608
. Governo		
INSS (sobre folha de pagamento)	4.736	4.086
ICMS	94.540	77.090
Imposto de renda e contribuição social	20.912	17.504
PIS e COFINS sobre faturamento	21.156	21.092
Obrigações intra-setoriais	47.492	39.740
Outros	3.823	4.114
	192.659	163.626
. Financiamentos		
Juros e variações cambiais	114.094	389.010
Aluguéis	185	284
Outros	17.035	2.497
	131.314	391.791
. Acionistas		
Juros sobre o capital próprio	16.271	
Dividendos	38.663	7.292
Reserva legal	2.891	1.535
Reserva de retenção de lucro		21.878
	57.825	30.705
VALOR ADICIONADO TOTAL DISTRIBUIDO	413.889	613.730

BALANÇOS SOCIAIS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002
INFORMAÇÕES ADICIONAIS

BASE DE CÁLCULO	2003 R$ mil				2002 R$ mil			
Receita Líquida (RL)	467.557				439.538			
Resultado Operacional (RO)	63.509				49.025			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	18.932				19.644			
Valor Adicionado Total (VAT)	413.889				613.730			

Indicadores Sociais Internos	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação	1.129	5,96	0,24	0,27	1.001	5,10	0,23	0,16
Encargos sociais compulsórios	6.296	33,26	1,35	1,52	5.385	27,41	1,23	0,88
Previdência privada	1.282	6,77	0,27	0,31	1.307	6,65	0,30	0,21
Saúde	749	3,96	0,16	0,18	677	3,45	0,15	0,11
Segurança e medicina do trabalho	298	1,57	0,06	0,07	378	1,92	0,09	0,06
Educação	122	0,64	0,03	0,03	84	0,43	0,02	0,01
Capacitação e desenvolvimento profissional	361	1,91	0,08	0,09	378	1,92	0,09	0,06
Creches ou auxílio-creche	25	0,13	0,01	0,01	39	0,20	0,01	0,01
Participação nos lucros ou resultados	1.462	7,72	0,31	0,35	3.121	15,89	0,71	0,51
	11.724	61,93	2,51	2,83	12.370	62,97	2,81	2,02

Indicadores Sociais Externos	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% obre VAT
Educação	165	0,26	0,04	0,04	1.289	2,63	0,29	0,21
Cultura	1.353	2,13	0,29	0,33				
Doações e contribuições	165	0,26	0,04	0,04	164	0,33	0,04	0,03
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	140.618	221,41	30,08	33,97	119.683	244,13	27,23	19,50
Outros					1			
	142.301	224,06	30,44	34,38	121.137	247,09	27,56	19,74

Indicadores Ambientais	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% obre VAT
Relacionados com a operação da Companhia	1.286	6,79	0,28	0,31	884	4,50	0,20	0,14
Em programas e/ou projetos externos	21	0,11		0,01				
	1.307	6,90	0,28	0,32	884	4,50	0,20	0,14

- continua -

- continuação -

Indicadores do Corpo Funcional (1)	2003	2002
Nº de empregados ao final do exercício	633	619
Nº de admissões durante o exercício	27	24
Nº de empregados acima de 45 anos	170	145
Nº de mulheres que trabalham na Companhia	152	146
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	12,00%	15,50%

Investimentos sociais (1)	2003	2002
Programa de desperdício - R$ mil	1.409	579
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - R$ mil	783	1.031

Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial (1)

	2003			2002		
Número total de acidentes de trabalho	8			11		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos:	( ) pela direção	( ) direção e gerências	(X) todos os empregados	( ) pela direção	( ) direção e gerências	(X) todos os empregados
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos:	( ) pela direção	(X) direção e gerências	( ) todos os empregados	( ) pela direção	(X) direção e gerências	( ) todos os empregados
A previdência privada contempla:	( ) pela direção	( ) direção e gerências	(X) todos os empregados	( ) pela direção	( ) direção e gerências	(X) todos os empregados
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) pela direção	( ) direção e gerências	(X) todos os empregados	( ) pela direção	( ) direção e gerências	(X) todos os empregados
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela Companhia:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos	( ) não são Conside-rados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a Companhia:	( ) não se envolve	( ) apóia	(X) organiza e incentiva	( ) não se envolve	( ) apóia	(X) organiza e incentiva

(1) Informações não auditadas.

12.01 - DESCRIÇÃO DAS INFORMAÇÕES ALTERADAS

1. Acrescentado **e passivo exigível a longo prazo,** no terceiro parágrafo do item b) da nota explicativa 8. ACORDO DO SETOR ELÉTRICO, ficando dessa forma a redação final:

b)- Energia livre - racionamento

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

A Resolução ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, estabeleceu os procedimentos para registro contábil dos efeitos decorrentes da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que concerne à Energia Livre. Os registros contábeis devem ser feitos simultaneamente nos ativos e passivos circulantes e longo prazo, tendo como contrapartida, respectivamente, as contas de receita de fornecimento e despesa de energia comprada.

Como o Acordo do Setor Elétrico não prevê qualquer custo adicional para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, advindo do reconhecimento contábil da energia livre, a Companhia registrou, no passivo circulante **e passivo exigível a longo prazo**, o montante dos tributos e encargos setoriais reconhecidos.

2. Alterado a ordem das linhas no primeiro quadro da nota 34. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS, ficando dessa forma:

	Controladora	
Composição	2003	2002
Receita Operacional Líquida	467.557	439.538
Custo ou despesa operacional por natureza		
Pessoal	**(33.407)**	**(28.581)**
Administradores	**(2.357)**	**(2.160)**
Entidade de previdência privada	**(1.114)**	**(956)**
Material	**(5.298)**	**(4.754)**
Serviço de terceiros	**(34.716)**	**(29.508)**
Quota para conta consumo combustível - CCC	**(16.365)**	**(21.264)**
Conta de desenvolvimento energético - CDE	**(2.130)**	
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica - TFSEE	**(920)**	**(759)**
Energia elétrica comprada para revenda	**(173.033)**	**(159.953)**
Encargo de uso do sistema de transmissão	**(33.672)**	**(29.928)**
Energia livre - reversão		**(4.237)**
Depreciação e amortização	**(32.180)**	**(29.842)**
Tributos	**(4.091)**	**(4.128)**
Provisões operacionais (líquida de reversões)	**(30.769)**	**(41.740)**
Provisão para FNDCT - Lei 9.991/00	**(1.438)**	**(1.210)**
Outras	**(1.102)**	**(12.147)**
	(372.592)	(371.167)
Resultado do serviço	94.965	68.371

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

VI – Informações Trimestrais – ITR da Companhia Referentes aos Trimestres Findos em 30 de Junho de 2004 e 30 de Junho de 2003

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIAÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

1.1 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ	4 - NIRE
01813-9	CIA. ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81	24300000502

1.2 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO						2 - BAIRRO OU DISTRITO	
Rua Mermoz, 150						Baldo	
3 - CEP	4 - MUNICÍPIO						5 - UF
59025-250	Natal						RN
6 - DDD	7 - TELEFONE	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEX	11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX	14 - FAX
84	215-6104	215-6105	215-6100	-	84	215-6242	-	-
15 - E-MAIL								
cosern@cosern.com.br								

1.3 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME			2 - ENDEREÇO COMPLETO			
Erik da Costa Breyer			Rua Mermoz, 150			
3 - BAIRRO OU DISTRITO		4 - CEP	5 - MUNICÍPIO			6 - UF
Baldo		59025-250	Natal			RN
7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX	12 - DDD	13 - FAX
84	215-6104	215-6105	-	-	84	215-6242
14 - FAX	15 - FAX	16 - E-MAIL				
-	-	ebreyer@cosern.com.br				

1.4 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO		TRIMESTRE ATUAL			TRIMESTRE ANTERIOR		
1 - INÍCIO	2 - TÉRMINO	3 - NÚMERO	4 - INÍCIO	5 - TÉRMINO	6 - NÚMERO	7 - INÍCIO	8 - TÉRMINO
01/01/2004	31/12/2004	2	01/04/2004	30/06/2004	1	01/01/2004	31/03/2004

9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	10 - CÓDIGO CVM	11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	12 - CPF DO RESP. TÉCNICO
Deloitte Touche Tohmatsu - Auditores Independentes	00385-9	José Othon Tavares de Almeida	182.774.975-04

1.5 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL)	1 - TRIMESTRE ATUAL 30/06/2004	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 31/03/2004	3 - IGUAL TRIMESTRE EX. ANTERIOR 30/06/2003
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	129.746	129.746	129.746
2 - PREFERENCIAIS	38.328	38.328	38.328
3 - TOTAL	168.074	168.074	168.074
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	-	-	-
6 - TOTAL	-	-	-

1.6 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA	2 - TIPO DE SITUAÇÃO
Empresa Comercial, Industrial e Outras	Operacional
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO	4 - CÓDIGO ATIVIDADE
Privada Nacional	
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL	6 - TIPO DE CONSOLIDADO
Serviço Público de Energia Elétrica	Não Apresentado
7 - TIPO DE RELATÓRIO DOS AUDITORES	
Sem Ressalva	

1.7 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL

1.8 - PROVENTOS EM DINHEIRO DELIBERADOS E/OU PAGOS DURANTE E APÓS O TRIMESTRE

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO

1.9 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO

1 - ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (REAIS MIL)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (REAIS MIL)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	6 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (MIL)	7 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (REAIS)

1.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
23/07/2004	

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

Código	Descrição	30/06/2004	31/03/2004
1	Ativo Total	1.153.489	1.090.560
1.01	Ativo Circulante	250.370	188.611
1.01.01	Disponibilidades	7.702	8.499
1.01.01.01	Numerário disponível	7.686	8.315
1.01.01.02	Aplicações financeiras	16	184
1.01.02	Créditos	242.078	179.427
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionárias	148.877	121.395
1.01.02.02	Títulos a receber	26.725	31.832
1.01.02.03	Recomp. tarifária racionamento - líquida	22.457	22.834
1.01.02.04	Energia livre - racionamento	3.787	4.117
1.01.02.05	Bônus racionamento (líquido sobretaxa)	1.106	1.106
1.01.02.06	Valores tarifários	20.965	18.936
1.01.02.07	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	710	1.573
1.01.02.08	Repasse de empréstimos e financiamentos	81	106
1.01.02.09	(-) Prov. créd. liquidação duvidosa	(24.368)	(52.528)
1.01.02.10	Serviços em curso	745	415
1.01.02.11	Títulos e valores mobiliários	813	534
1.01.02.12	Tributos e contrib. sociais a compensar	18.872	7.752
1.01.02.13	IR e CS diferidos	2.112	2.559
1.01.02.14	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.155	10.183
1.01.02.19	Outros créditos	9.041	8.613
1.01.03	Estoques	590	685
1.01.04	Outros	-	-
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	580.728	583.577
1.02.01	Créditos Diversos	580.728	583.577
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionárias	17.659	18.970
1.02.01.02	Títulos a receber	153.969	142.560
1.02.01.03	Recomp. tarifária racionamento - líquida	115.446	114.782
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	32.794	32.439
1.02.01.05	Valores tarifários	ñ13.214	15.224
1.02.01.07	Repasse de empréstimos e financiamentos	178	194
1.02.01.08	Tributos e contrib. sociais a compensar	9.772	9.242
1.02.01.09	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	164.168	166.693
1.02.01.10	IR e CS diferidos	56.605	67.756
1.02.01.11	Depósitos judiciais	10.074	10.256
1.02.01.12	Bens destinados a alienação	44	44
1.02.01.19	Outros créditos	6.805	5.417
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	-	-
1.02.02.01	Com Coligadas	-	-
1.02.02.02	Com Controladas	-	-
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	-	-
1.02.03	Outros	-	-
1.03	Ativo Permanente	322.391	318.372
1.03.01	Investimentos	10	10
1.03.01.01	Participações em Coligadas	-	-
1.03.01.02	Participações em Controladas	-	-
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	10
1.03.02	Imobilizado	322.381	318.311
1.03.02.01	Imobilizado em Serviço	596.121	590.851
1.03.02.02	(-) Depreciação Acumulada	(246.095)	(238.034)
1.03.02.03	Imobilizado em Curso	49.452	41.357
1.03.02.04	(-) Obrigações Especiais	(77.097)	(75.863)
1.03.03	Diferido	-	51
1.03.03.19	Outras despesas diferidas	-	51

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

Código	Descrição	30/06/2004	31/03/2004
2	Passivo Total	1.153.489	1.090.560
2.01	Passivo Circulante	391.993	377.628
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	266.482	260.039
2.01.01.01	Empréstimos e financiamentos	248.889	232.148
2.01.01.02	Encargos de dívida	8.438	11.733
2.01.01.03	Swap (líquido)	9.155	16.158
2.01.02	Debêntures	-	-
2.01.03	Fornecedores	38.029	38.041
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	39.879	36.755
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	17.808	17.464
2.01.04.02	Tributos e contrib. sociais diferidos	12.709	8.667
2.01.04.03	Programa de Recuperação Fiscal - REFIS	1.731	2.242
2.01.04.04	Taxas regulamentares	7.631	8.382
2.01.05	Dividendos a Pagar	148	1.992
2.01.05.01	Dividendos e juros sobre capital próprio	148	1.992
2.01.06	Provisões	18.400	18.224
2.01.06.01	Provisões contingências	18.400	18.224
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	-	7
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	-	7
2.01.08	Outros	29.055	22.570
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	3.977	4.180
2.01.08.02	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	2.082	2.631
2.01.08.03	Folha de pagamento	1.144	1.073
2.01.08.05	Entidade de previdência privada	523	1.035
2.01.08.06	Obrigações estimadas	17.166	8.871
2.01.08.07	Adiantamentos recebidos	609	442
2.01.08.08	Consumidores - devolução baixa renda	343	414
2.01.08.19	Outras contas a pagar	3.211	3.924
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	276.101	281.616
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	171.929	176.669
2.02.01.01	Empréstimos e financiamentos	171.929	176.669
2.02.02	Debêntures	-	-
2.02.03	Provisões	14.196	14.172
2.02.03.01	Provisão para contingências	14.196	14.172
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	712	964
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	-	964
2.02.05	Outros	89.264	89.811
2.02.05.01	Energia livre - racionamento	28.962	29.732
2.02.05.02	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	1.912	1.875
2.02.05.04	Tributos e contrib. sociais diferidos	55.757	55.593
2.02.05.19	Outras contas a pagar	2.633	2.611
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	-	-
2.05	Patrimônio Líquido	485.395	431.316
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	232.049	229.003
2.05.02.01	Reserva especial de capital	216.927	216.927
2.05.02.02	Incentivos fiscais - ADENE	8.338	5.292
2.05.02.19	Outras	6.784	6.784
2.05.03	Reservas de Reavaliação	-	-
2.05.03.01	Ativos Próprios	-	-
2.05.03.02	Controladas/ Coligadas	-	-
2.05.04	Reservas de Lucro	49.466	49.466
2.05.04.01	Legal	18.962	18.962
2.05.04.02	Estatutária	-	-
2.05.04.03	Para Contingências	-	-
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	-	-
2.05.04.05	Retenção de Lucros	30.504	30.504
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	-	-
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	-	-
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	63.467	12.434

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

Código	Descrição	01/04/2004 a 30/06/2004	01/01/2004 a 30/06/2004	01/04/2003 a 30/06/2003	01/01/2003 a 30/06/2003
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	192.310	356.752	140.506	275.192
3.01.01	Fornecimento de Energia Elétrica	178.094	334.043	140.423	274.323
3.01.02	Suprimento de Energia Elétrica/MAE	497	6.056	(682)	(466)
3.01.03	Disponibilização sistema de distribuição	2.540	2.896	137	257
3.01.04	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	5.589	11.370	5.738	11.141
3.01.05	Reversão recomp. tarifária racionamento	(6.166)	(11.268)	(4.839)	(9.808)
3.01.06	Reversão energia livre racionamento	(1.489)	(2.676)	(1.145)	(1.757)
3.01.08	Receita (rev) recomp. revisão tarifária	10.232	10.232	-	-
3.01.19	Outras receitas operacionais	3.013	6.099	874	1.502
3.02	Deduções da Receita Bruta	(46.896)	(93.689)	(33.409)	(66.209)
3.02.01	ICMS	(29.267)	(54.047)	(23.118)	(44.635)
3.02.02	PIS	(1.798)	(2.690)	(71)	(1.566)
3.02.03	COFINS	(7.235)	(18.762)	(4.110)	(8.018)
3.02.04	ISS	(24)	(41)	(7)	(9)
3.02.05	Quota p/ reserva gobal de reversão-RGR	(1.600)	(3.558)	(1.904)	(3.427)
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(6.977)	(13.575)	(4.199)	(8.554)
3.02.07	Encargo de aquisição energia emergencial	5	(1.016)	-	-
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	145.414	263.063	107.097	208.983
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(51.113)	(137.508)	(77.513)	(147.608)
3.04.01	Pessoal	(5.747)	(10.458)	(3.309)	(6.418)
3.04.02	Entidade de previdência privada	(165)	(316)	(129)	(243)
3.04.03	Material	(1.058)	(1.972)	(890)	(1.773)
3.04.04	Serviço de terceiros	(2.946)	(5.684)	(2.398)	(4.815)
3.04.05	Subvenção-conta consumo combustível-CCC	(3.457)	(6.462)	(2.699)	(9.837)
3.04.06	Conta de desenvolvimento energético-CDE	(1.108)	(1.883)	(612)	(612)
3.04.07	Taxa de fiscalização - ANEEL	(308)	(575)	(215)	(386)
3.04.08	Energia elétrica comprada p/ revenda	(49.443)	(97.505)	(42.756)	(77.564)
3.04.09	Encargo de uso sistema transmissão	(14.835)	(24.007)	(9.271)	(15.885)
3.04.10	Energia livre - repasse a geradora	-	(10)	-	-
3.04.11	Depreciação e amortização	(7.395)	(14.785)	(7.001)	(13.879)
3.04.12	Provisões líquidas - PDD	35.632	27.352	(7.809)	(15.740)
3.04.13	Tributos	(37)	(112)	(127)	(142)
3.04.19	Outras	(124)	(711)	(297)	(314)
3.04.20	Custo do serviço prestado a terceiros	(122)	(380)	-	-
3.05	Resultado Bruto	94.301	125.555	29.584	61.375
3.06	Despesas/ Receitas Operacionais	(16.635)	(28.340)	(11.911)	(35.353)
3.06.01	Com Vendas	(5.610)	(11.525)	2.734	(1.127)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(8.234)	(16.960)	(11.733)	(21.881)
3.06.03	Financeiras	(2.791)	145	(2.912)	(12.345)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	12.145	31.425	15.820	32.680
3.06.03.01.01	Renda de aplicação financeira	18	143	48	387
3.06.03.01.02	Juros/ comis. e acrésc. morat. de energia	7.059	14.994	3.592	6.576
3.06.03.01.03	Rem. fin. da recomposição tarifária	6.453	14.553	10.745	20.948
3.06.03.01.04	Operações swap (líquidas)	7.591	6.093	(32.276)	(52.507)
3.06.03.01.05	Variação cambial e monetária (líquida)	(10.489)	(5.207)	33.721	55.979
3.06.03.01.19	Outras receitas financeiras	1.513	849	(10)	1.297
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(14.936)	(31.280)	(18.732)	(45.025)
3.06.03.02.01	Encargos de dívidas	(14.860)	(27.771)	(17.635)	(43.075)
3.06.03.02.19	Outras despesas financeiras	(76)	(3.509)	(1.097)	(1.950)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	-	-	-	-
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	-	-	-	-
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	-	-	-	-
3.07	Resultado Operacional	77.666	97.215	17.673	26.022
3.08	Resultado Não Operacional	(3)	(724)	(432)	(184)
3.08.01	Receitas	27	49	11	299
3.08.02	Despesas	(30)	(773)	(443)	(483)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	77.663	96.491	17.241	25.838
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(6.686)	(10.948)	(5.583)	(4.874)
3.11	IR Diferido	(19.944)	(22.076)	(307)	(4.123)
3.11.01	IR e Contribuição Social Diferidos	(17.392)	(16.971)	2.224	939
3.11.02	Amortização ágio (2.552) e reversão PMIPL	(5.105)	(2.531)	(5.062)	
3.12	Participações/ Contribuições Estatutárias	0	0	-	-
3.12.01	Participações	-	-	-	-
3.12.02	Contribuições	-	-	-	-
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	-	-	-
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	51.033	63.467	11.351	16.841
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	168.074	168.074	168.074	168.074
	Lucro por Ação	0,30363	0,37761	0,06754	0,10020
	Prejuízo Por Ação				

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(Valores expressos em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou aos Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

3. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Composição do contas a receber:

		Saldos vencidos		Total		Provisão para créditos de liquidação duvidosa	
Consumidores/Concessionárias e Permissionárias	Saldos vincendos	Até 90 dias	Mais de 90 dias	30/06/04	31/03/04	30/06/04	31/03/04
Setor Privado	32.375	19.786	20.096	72.257	59.915	(9.788)	(5.851)
Residencial	10.318	10.499	2.360	23.177	20.059	(2.360)	(514)
Industrial	11.938	2.614	3.815	18.367	17.024	(1.854)	(3.356)
Comercial, serviços e outras	7.856	4.811	3.470	16.137	11.139	(2.077)	(676)
Rural	2.263	1.862	10.451	14.576	11.693	(3.497)	(1.305)
Setor Público	12.652	5.993	14.240	32.885	30.078	(4.642)	(5.874)
Poder público	4.811	4.192	7.842	16.845	17.850	(2.462)	(3.220)
Iluminação pública	1.890	1.291	4.083	7.264	8.379	(1.675)	(2.491)
Serviço público	5.951	510	2.315	8.776	3.849	(505)	(163)
PDD, confissões de dívidas e outras						(9.938)	(40.803)
Fornecimento não faturado	20.381			20.381	18.920		
Reposicionamento tarifário	10.232			10.232			
Subtotal - Consumidores	75.640	25.779	34.336	135.755	108.913	(24.368)	(52.528)
MAE - Mercado Atacadista de Energia				19.346	19.899		
Outros				11.435	11.553		
Total				166.536	140.365	(24.368)	(52.528)
Ativo circulante				(148.877)	(121.395)	24.368	52.528
Ativo realizável a longo prazo				17.659	18.970		

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com a norma do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber. A Companhia efetuou as baixas de contas a receber de consumidores de valores inferiores a R$ 5 nos termos da Lei nº 9.430.

Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

A Companhia reverteu o montante de R$ 35.989 de provisão para créditos de liquidação duvidosa constituída para o cliente Companhia de Águas e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN, cuja dívida foi repactuada em 30 de março 2004, no total de 227 parcelas atualizadas anualmente pelo IPCA.

Mercado Atacadista de Energia – MAE

Os valores correspondentes às operações junto ao Mercado Atacadista de Energia - MAE foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pelo mesmo.

As operações realizadas até o 2º trimestre de 2004 geraram um direito de crédito de R$ 6.054, dos quais R$ 5.554 foram efetivamente recebidos.

As operações no MAE, do período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, cujo processo de liquidação foi concluído em julho de 2003, após conclusão dos trabalhos da auditoria, geraram um direito de crédito para a COSERN no valor de R$ 84.238 (valor histórico), dos quais R$ 67.620 foram efetivamente recebidos até o mês de junho de 2004, R$ 12.321 encontram-se em litígio judicial e R$ 6.525 estão sendo negociados diretamente com os agentes.

Os valores da energia de curto prazo podem estar sujeitos a modificações, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por algumas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

Reposicionamento Tarifário

A ANEEL, através da Resolução nº 200, de 16 de abril de 2003, estabeleceu os resultados da primeira revisão tarifária periódica da Companhia, e fixou o reposicionamento tarifário provisório de 11,49% a ser aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes.

A Resolução homologatória nº 101, de 20 de abril de 2004, complementou os resultados da primeira revisão tarifária da Companhia, e fixou o reposicionamento tarifário provisório de 14,54%, devendo o valor definitivo ser estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002 e Nota Técnica nº 178 de 30 de julho de 2003.

A perda ocorrida entre 22 de abril de 2003 a 21 de abril de 2004 foi considerada no reajuste de 2004, na forma de Ajuste da Revisão Tarifária Periódica do ano de 2003 e o seu valor reconhecido como Ativo Regulatório a ser compensado nos 12 meses posteriores ao reajuste tarifário vigente, de acordo com a Resolução homologatória nº 109, de 20 de abril de 2004.

4. TÍTULOS A RECEBER

Referem-se aos parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia em atraso e de prestação de serviços.

		Vencidos		Total	
	Saldos vincendos	Até 90 dias	Mais de 90 dias	30/06/04	31/03/04
Setor público	164.110	1.304	11.955	177.369	171.000
Setor privado	2.649	164	512	3.325	3.392
Total	166.759	1.468	12.467	180.694	174.392
Ativo circulante				(26.725)	(31.832)
Ativo realizável a longo prazo				153.969	142.560

5. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

a) Recomposição tarifária das perdas com faturamento no período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica

Composição	Valor
Recomposição tarifária do racionamento (homologado)	130.237
Remuneração financeira da perda da receita	68.312
(-) Provisão para ajuste do valor de realização	(13.730)
(-) Reversão acumulada	(47.203)
Total em 31 de março de 2004	137.616
Remuneração financeira da perda da receita	6.453
(-) Provisão para ajuste do valor de realização	
(-) Reversão no trimestre	(6.166)
Total em 30 de junho de 2004	137.903
Ativo circulante	(22.457)
Ativo realizável a longo prazo	115.446

A Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, alterou o prazo máximo de recuperação para 102 meses, excluindo deste prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A", relativos ao período de 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001. A Companhia avaliou a recuperação em função dos prazos e manteve a provisão para realização constituída em 31 de março de 2004 no valor de R$ 13.730.

b) Energia livre - racionamento

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

Os valores contabilizados em 30 de junho de 2004 como energia livre, têm a seguinte composição:

	Ativo		Passivo	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo
Energia livre	8.546	25.369	8.545	25.369
Transferência para circulante	928	(928)	928	(928)
Ajuste valor homologado Resolução ANEEL nº 001/2004		10		10
Tributos e encargos setoriais			(386)	(2.782)
Reclassificação de encargos			(75)	75
(-) Reversão acumulada	(5.357)		(4.832)	
Remuneração financeira		7.988		7.988
Total em 31 de março de 2004	4.117	32.439	4.180	29.732
Transferência para circulante	1.158	(1.158)	1.158	(1.158)
Tributos e encargos setoriais				(1.212)
Reclassificação de encargos			(87)	87
(-) Reversão no trimestre	(1.488)		(1.274)	
Remuneração financeira		1.513		1.513
Total em 30 de junho de 2004	3.787	32.794	3.977	28.962

A ANEEL, através da Resolução nº 36, de 29 de janeiro de 2003, alterada pela Resolução nº 89, de 25 de fevereiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para a recuperação e repasse aos geradores, a partir de fevereiro de 2003, dos valores de energia livre, calculados com a aplicação de 18,1719% sobre a arrecadação da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

Em 12 de janeiro de 2004, a ANEEL editou a Resolução nº 001 homologando novo valor da energia livre relativa ao período de 01 de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002 e através da Resolução nº 45, de 03 de março de 2004, alterou o percentual a ser aplicado à arrecadação da RTE a título de repasse de energia livre, para 19,4527%.

c) Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (Vide nota explicativa nº 7)

A conta de compensação de variação de valores de itens da "Parcela A" – CVA registra as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

	Ativo longo prazo	Passivo longo prazo
Subvenção para conta de consumo de combustível – CCC	1.201	
Reserva global de reversão – RGR		664
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE	94	
Encargos de conexão no sistema de transmissão		1.248
Tarifa de utilização do sistema de transmissão – TUST	3.511	
Energia comprada para revenda	7.779	
Total em 30 de junho de 2004	12.585	1.912
Total em 31 de março de 2004	12.138	1.844

A Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da "Parcela A", referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE. Mediante a Resolução n° 001, de 12 de janeiro de 2004, foi excluído o prazo máximo de recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A".

d) Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu, inicialmente, financiamento no valor de R$ 115.998, para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Sobre o principal da dívida incidem encargos à taxa SELIC + 1% a.a, sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

6. ENCARGOS DE CAPACIDADE EMERGENCIAL E DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (KWh), e a contratação de capacidade de geração ou potência (KW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico.

Encargo de capacidade emergencial - ECE

A ANEEL, através da Resolução nº 496, de 26 de setembro de 2003, estabeleceu o novo valor de R$ 0,0085 KWh, referente ao encargo de capacidade emergencial, que decorre da contratação de capacidade de geração ou potência, para atender o consumidor final do sistema elétrico interligado nacional.

Encargo de aquisição de energia elétrica emergencial - EAEE

A ANEEL, através da Resolução nº 728, de 30 de dezembro de 2003, estabeleceu o encargo de aquisição de energia elétrica, que decorre da utilização de usinas termelétricas emergenciais, devido ao risco do baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas, no valor de R$ 0,0046 KWh, o qual foi cobrado temporariamente dos consumidores nos meses de janeiro e fevereiro de 2004.

7. VALORES TARIFÁRIOS NÃO GERENCIÁVEIS A COMPENSAR

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Os montantes e variação dos itens de custo da "Parcela A" devem ser neutros, isto é, repassados integralmente para as tarifas. As variações de custos de energia comprada, em decorrência do início da redução dos contratos iniciais (25%), foram reconhecidas no reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003. As variações de custos de energia comprada, ocorridos nos períodos de 1º de janeiro de 2003 a 22 de abril de 2003, e de 01 de janeiro de 2004 a 22 de abril de 2004, foram reconhecidos no reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2004.

Os valores correspondentes aos períodos de 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003 e 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004 já estão sendo recuperados através do último reajuste tarifário de 22 de abril de 2004, e ao período de 23 de março de 2004 a 23 de março de 2005 será recuperado no próximo reajuste tarifário.

	Ativo			Passivo		
Composição	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Parcela A – 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001 (vide nota 5, letra c)		12.585	12.585		1.912	1.912
CVA – 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2002	79		79			
CVA – 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003	3.826	585	4.411	2.082		2.082
CVA – 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004	14.267	44	14.311			
CVA – 23 de março de 2004 a 21 de março de 2005	2.793		2.793			
Total em 30 de junho de 2004	20.965	13.214	34.179	2.082	1.912	3.994
Total em 31 de março de 2004	18.936	15.224	34.160	2.631	1.875	4.506

8. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

Por força de determinações legais, a Companhia procede as retenções e/ou antecipações, para posterior compensação, de tributos e contribuições. Os saldos finais de curto e longo prazos estão assim constituídos:

	30/06/04		31/03/04	
	Ativo circulante	Realizável longo prazo	Ativo circulante	Realizável longo prazo
IR sobre aplicação financeira	1		37	
IR antecipado e do ano	7.678		2.559	
Incentivo fiscal ADENE	3.686		640	
CSLL antecipada do ano	3.739		1.028	
IRRF swap	140			
PIS e COFINS a compensar	2.407		2.342	
COFINS órgãos públicos	231		308	
PIS órgãos públicos	50		67	
IR órgãos públicos	92		125	
CSLL órgãos públicos	76		104	
ICMS a recuperar CIAP	755	9.772	524	9.242
Outros	17		18	
Total	18.872	9.772	7.752	9.242

Com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, a Companhia vem registrando ICMS a recuperar decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado.

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

9. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia mantém Imposto de Renda diferido ativo calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e Contribuição Social diferida ativa constituída à alíquota de 9%, conforme demonstrado abaixo:

	30/06/04		31/03/04	
	Base de cálculo	Tributo diferido ativo	Base de cálculo	Tributo diferido ativo
Imposto de Renda	191.043	47.760	225.080	56.270
Prejuízos fiscais	71.961	17.990	83.147	20.787
Diferenças temporárias	119.082	29.770	141.933	35.483
Contribuição Social	121.743	10.957	156.047	14.045
Base negativa	30.053	2.705	41.505	3.736
Diferenças temporárias	91.690	8.252	114.542	10.309
Total		58.717		70.315
Ativo circulante		(2.112)		(2.559)
Ativo realizável a longo prazo		56.605		67.756

Estudos técnicos de viabilidade, aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pela Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, cuja expectativa de realização dos créditos fiscais está representada a seguir.

Expectativa de realização	2004	2005	2006	2007	2008	2009 - 2012	Total
Imposto de Renda	1.433	3.152	2.817	4.632	5.874	29.852	47.760
Contribuição Social	679	920	1.292	2.114	2.695	3.257	10.957
							58.717

Os estudos técnicos acima mencionados correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado que a mesma opera.

10. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas das distribuidoras controladas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 6 de março de 2001.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, as controladas mantêm o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 30 de junho de 2004 e 31 de março de 2004 são como segue:

Balanço:	30/06/04	31/03/04
Ágio – incorporado	638.018	638.018
Provisão	(463.695)	(461.142)
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	174.323	176.876
Ativo circulante	(10.155)	(10.183)
Ativo realizável a longo prazo	164.168	166.693

Resultado	30/06/04	31/03/04
Amortização do ágio	15.015	7.508
Reversão da provisão	(9.910)	(4.955)
Crédito fiscal	(5.105)	(2.553)
Efeito líquido no resultado		

Como demonstrado, a amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, conseqüentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor líquido total de R$ 164.168, em 30 de junho de 2004, que em essência representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e realizável a longo prazo como Benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

11. OUTROS CRÉDITOS

Composição	30/06/04	31/03/04
Subvenção à baixa renda - tarifa social	3.881	3.738
Devedores diversos	1.632	2.424
Serviços prestados a terceiros	1.295	1.238
Despesas antecipadas	6.462	4.844
Outros	2.576	1.786
Total	15.846	14.030
Ativo circulante	(9.041)	(8.613)
Ativo realizável a longo prazo	6.805	5.417

12. IMOBILIZADO

Por atividade o imobilizado está constituído da seguinte forma:

						30/06/04	31/03/04
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Custo	Depreciação e amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas a concessão	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço							
Distribuição	5,31	565.747	(229.014)	336.733	(54.420)	282.313	287.406
Comercialização	18,10	12.317	(7.766)	4.551		4.551	5.113
Administração	11,63	18.057	(9.315)	8.742		8.742	6.794
Subtotal		596.121	(246.095)	350.026	(54.420)	295.606	299.313
Em curso							
Distribuição		47.727		47.727	(22.677)	25.050	15.264
Comercialização		7		7		7	7
Administração		1.718		1.718		1.718	3.727
Subtotal		49.452		49.452	(22.677)	26.775	18.998
Total		645.573	(246.095)	399.478	(77.097)	322.381	318.311

O imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos nº 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão.

Universalização

A ANEEL, através da Resolução nº 223 de 29 de abril de 2003, alterada pela Resolução Normativa nº 52 de 25 de março de 2004, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando o atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentado o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público e distribuição de energia elétrica. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 alterou a prioridade de atendimento aos municípios dando ênfase aos municípios com menor índice de eletrificação e limitou esses atendimentos a apenas novas unidades, ligadas em baixa tensão (inferior a 2,3 kV), com carga instalada de até 50 kW.

A Companhia submeteu à ANEEL para aprovação o Plano de Universalização de Energia Elétrica, elaborados em conformidade com o que preceitua a legislação a ser implementado no período de 1º de janeiro até 31 de dezembro de 2004, de acordo com o artigo 6º da Resolução Normativa. Os demais planos de universalização da Companhia, deverão ser entregues à ANEEL, conforme cronograma constante da referida Resolução Normativa, juntamente com as propostas de atendimentos que poderão se estender até 2013.

Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – "LUZ PARA TODOS"

A ANEEL, através do Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa LUZ PARA TODOS, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

De acordo com art. 2º do Decreto, os recursos necessários para o custeio do Programa serão oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, instituída como subvenção econômica pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, da Reserva Global de Reversão RGR, instituída pela Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, de agentes do setor elétrico, da participação dos Estados, Municípios e outros destinados ao Programa. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS e das empresas que compõem o sistema ELETROBRÁS.

A Portaria ANEEL nº 38, de 09 de março de 2004, aprovou o Manual de Operacionalização que estabelece os critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades que serão aplicados no Programa.

A Companhia é signatária dos seguintes contratos no âmbito do Programa Luz para Todos:

- Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção - ECFS nº 003/2004, assinado em 16 de junho de 2004 com a ELETROBRÁS, no valor de R$ 4.718 a título de financiamento, com recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, e de R$ 15.726 a título de subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para atendimento de 9.180 famílias.

- Contratos de Concessão de Subvenção Econômica - UPP´s 029 a 032/2004, assinados em 16 de junho de 2004 com a ELETROBRÁS, no valor de R$ 456 a título de subvenção econômica, com recursos de UBP e multas, para atendimento de 106 famílias.

13. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS DA DÌVIDA

		Principal		Total	
	Encargos da dívida	Circulante	Longo prazo	30/06/04	31/03/04
Moeda nacional					
Banco do Brasil	346	15.374	35.412	51.132	50.450
Eletrobrás	29	888	4.830	5.747	7.303
BNDES FINEM	200	12.485	37.526	50.211	52.905
BNDES Emergencial	721	8.894	94.161	103.776	105.672
Itaú	228	15.594		15.822	15.138
Santander	3.207	42.652		45.859	43.988
Total moeda nacional	4.731	95.887	171.929	272.547	275.456
Moeda estrangeira					
Westlb	3.204	68.603		71.807	64.765
Itaú	496	62.366		62.862	59.684
Bradesco/BBV	7	22.033		22.040	20.645
Total moeda estrangeira	3.707	153.002		156.709	145.094
Total	8.438	248.889	171.929	429.256	420.550
Ajuste Swap		9.155		9.155	16.158
Total	8.438	258.044	171.929	438.411	436.708

A Companhia está em fase de conclusão da negociação do alongamento de sua dívida a ser liquidada no curto prazo. As transações em curso asseguram que tais processos chegarão com sucesso ao seu final.

Condições contratuais dos empréstimos em 30 de junho de 2004.

Fonte	Moeda	Data de assinatura	Objetivo	Juros	Vencimento
BANCO DO BRASIL	R$	30/03/94	Reestruturação de dívida	IGPM + 10,136% a.a.	2014
BANCO DO BRASIL	R$	30/03/94	Reestruturação de dívida	TJLP + 10,136% a.a.	2014
ELETROBRÁS	R$	Diversas	Empréstimo - programas diversos Eletrobrás	6 a 12% a.a.	2013
BNDES/FINEM	R$	01/06/00	Investimento sistema transmissão/distribuição	TJLP + 4,5% a.a.	2008
BNDES/Emergencial	R$	14/02/02	Empréstimo - Programa Emergencial	SELIC + 1% a.a.	2010
BRADESCO S/A	U$	Diversas	Capital de Giro - Res. 2770 c/ SWAP CDI	2,7 a.a.	2004
ITAU/BBA - ME	U$	28/11/01	Pré-pagamento exportação	102,45% CDI	2004
WESTLB EUROPEU	U$	29/08/02	Pré-pagamento exportação	65% CDI	2004
ITAU/BBA - MN	R$	Diversas	Capital de Giro - Cédula Crédito Bancário	CDI + 2,5% a.a.	2004
ITAU/BBA - MN	R$	17/09/02	Capital de Giro	112% CDI	2004
BANCO DO BRASIL	R$	23/05/03	Capital de Giro	116% CDI	2004
SANTANDER	R$	26/01/04	Capital de Giro	CDI + 2,26% a.a.	2005

Para os empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias ou aval da controladora.

O total devido em moeda estrangeira e nacional desdobra-se da seguinte forma:

	30/06/04			31/03/04		
Moeda estrangeira	Em moeda de origem	Em milhares de reais	%	Em moeda de origem	Em milhares de reais	%
Dólar norte-americano	50.429	156.709	100,00	49.884	145.094	100,00
Total		156.709	100,00		145.094	100,00
Principal		153.002			143.350	
Encargos		3.707			1.744	

Moeda nacional	30/06/04 Em milhares de reais	%	31/03/04 Em milhares de reais	%
UFIR	4.736	1,74	4.832	1,75
FINEL	1.011	0,37	1.206	0,44
IGP-M	33.282	12,21	33.838	12,28
TJLP	54.950	20,16	57.672	20,94
CDI	74.792	27,44	72.235	26,22
SELIC	103.776	38,08	105.673	38,37
Total	272.547	100,00	275.456	100,00
Principal	267.816		265.467	
Encargos	4.731		9.989	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos trimestres findos em 30 de junho de 2004 e 2003:

Moeda/Indexador	Variação % 30/06/04	30/06/03
Dólar norte-americano	6,84	(14,35)
Índice Geral de Preços Mercado – IGP – M	3,95	(0,35)
FINEL	0,78	(0,07)
TJLP	2,35	2,87
CDI	3,65	5,79
Taxa de Referência – TR	0,42	1,31
SELIC	3,68	5,80

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

Cronograma de pagamento	30/06/04	31/03/04
2005	17.172	25.254
2006	34.344	33.738
2007	34.329	33.723
2008	27.811	27.261
2009	21.303	20.809
Após 2009	36.970	35.884
Total	171.929	176.669

Mutação de empréstimos e financiamentos:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira
	Circulante	Longo prazo	Circulante
Saldos em 31 de dezembro de 2003	64.117	179.889	179.321
Ingressos	55.139	2.025	
Encargos	9.411	869	4.207
Variação monetária e cambial	1.364	679	2.003
Transferências	6.794	(6.793)	(33.297)
Amortizações	(38.038)		(7.140)
Saldos em 31 de março de 2004	98.787	176.669	145.094
Ingressos	4.600		
Encargos	9.634	823	4.286
Variação monetária e cambial	59	1.110	9.650
Transferências	6.673	(6.673)	
Amortizações	(19.135)		(2.321)
Saldos em 30 de junho de 2004	100.618	171.929	156.709

14. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais a recolher, calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária, bem como o valor da contribuição social sobre o lucro calculado sobre o saldo da correção monetária complementar, Lei nº 8.200/91, a ser depreciado, bem como sobre a variação cambial de contratos em moeda estrangeira. Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições serão verificados no momento da realização dos eventos mencionados.

Composição	30/06/04	31/03/04
Imposto de renda	37.034	34.404
Contribuição social sobre RTE	13.332	12.385
Contribuição social sobre CMC	1.271	1.229
PIS	3.002	2.897
COFINS	13.827	13.345
Total	68.466	64.260
Passivo circulante	(12.709)	(8.667)
Passivo exigível a longo prazo	55.757	55.593

15. PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO FISCAL - REFIS

A Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS, aprovado pela Lei nº 9.964, de 10 de abril de 2000, tendo declarado seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF e ao Instituto Nacional do Seguro Social – INSS. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, entre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo), foram fatores determinantes para a adesão ao programa.

O débito consolidado será pago em 60 parcelas mensais consecutivas, iniciado em abril de 2000, atualizadas pela variação da TJLP, das quais já foram liquidadas 51 parcelas. As regras do programa estabelecem como condição de permanência no mesmo a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições.

	Débito consolidado
IRPJ	4.058
INSS	7.011
COFINS	3.790
Subtotal	14.859
(-) Compensação com créditos fiscais	(6.947)
Total do débito consolidado	7.912
Atualização com base na TJLP até 31/03/2004	2.426
Amortização no período de 01/04/2000 a 31/03/2004	(8.096)
Total do débito consolidado em 31/03/2004	2.242
Passivo circulante	(2.242)
Exigível a longo prazo	
Atualização com base na TJLP de 01/04/2004 a 30/06/2004	50
Amortização no período de 01/04/2004 a 30/06/2004	(561)
Total do débito consolidado em 30/06/2004	1.731

16. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões constituídas para contingências e respectivos depósitos judiciais são compostos como segue:

Contingências	30/06/04			31/03/04		
	Valor da provisão		Depósitos	Valor da provisão		Depósitos
	No exercício	acumulada	judiciais	No exercício	acumulada	judiciais
Trabalhistas	(548)	9.926	7.256	(245)	9.914	7.438
Cíveis	(63)	13.305	524	(116)	13.251	524
Clientes – Plano Cruzado		2.607			2.607	
Indenização por perdas		4.859			4.904	
Eletroplessão		3.210			3.210	
Outras	(63)	2.629	524	(116)	2.530	524
Fiscais	(21)	9.365	2.294	(31)	9.231	2.294
COFINS		1.532			1.498	
INSS		967			950	
IR		3.234	1.890		3.209	1.890
CSLL		2.156			2.107	
Outras	(21)	1.476	404	(31)	1.467	404
Total	(632)	32.596	10.074	(392)	32.396	10.256
Circulante		(18.400)			(18.224)	
Exigível a longo prazo		14.196			14.172	

A administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto a possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas são suficientes para cobrir possíveis perdas.

17. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social

O Capital social totalmente subscrito em 30 de junho de 2004 é de R$ 140.413. A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

	Em milhares de ações							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais					
Acionistas	Única	%	A	%	B	%	Total	%
COELBA	80.946	62,4	15.665	76,0	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S/A	39.678	30,6	2.749	13,3			42.427	25,2
Uptick Participações S/A	7.577	5,8	1.157	5,6	1.047	5,9	9.781	5,8
IBERENER	1.269	1,0	886	4,3			2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8			426	0,3
Total	129.746	100,0	20.607	100,0	17.721	100,0	168.074	100,0

18. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Controladora					
	Nº de consumidores (1)		MWh (1)		R$	
	30/06/04	30/06/03	30/06/04	30/06/03	30/06/04	30/06/03
Consumidores:						
Residencial	713.730	688.744	454.089	424.548	107.034	89.010
Industrial	4.400	4.356	423.482	423.428	72.902	67.248
Comercial	57.526	55.785	247.292	232.075	75.486	58.285
Rural	28.370	26.948	133.799	131.611	18.609	15.673
Poder Público	9.405	9.233	75.885	69.912	16.672	18.276
Iluminação Pública	2.103	1.794	59.667	58.444	13.252	9.134
Serviço Público	1.315	1.294	87.567	93.603	16.485	15.510
Consumo próprio	91	91	2.906	2.953		
Encargo de capacidade emergencial-ECE					11.355	
Encargo de aquisição emergencial					854	
Suprimento	1	1	80	495		
Fornecimento não faturado					1.394	1.187
Subtotal	816.941	788.246	1.484.767	1.437.069	334.043	274.323
Recomposição revisão tarifária					10.232	
Recomposição tarifária (realização)					(11.268)	(9.808)
Energia livre (realização)					(2.676)	(1.757)
Disponibilização sistema transmissão e distribuição					2.896	257
MAE - Mercado Atacadista de Energia			65	(4)	6.056	(466)
Subvenção à baixa renda - tarifa social					11.370	11.141
Outras receitas					6.099	1.502
Total	816.941	788.246	1.484.832	1.437.065	356.752	275.192

(1) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

19. COMPRA E VENDA DE ENERGIA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA – MAE

	30/06/04		30/06/03	
Compra	MWh (1)	R$	MWh (1)	R$
Compra	12	222	10	53
Ajustes	(1)	(23)	18	136
Total	11	199	28	189

	30/06/04		30/06/03	
Venda	MWh (1)	R$	MWh (1)	R$
Venda (*)	65	6.054	30	170
Ajustes		2	(34)	(636)
Total	65	6.056	(4)	(466)

(*) Venda estimada no mês de junho

(1) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

20. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	30/06/04	30/06/03
Receita Operacional Líquida	263.063	208.983
Custo ou despesa operacional por natureza		
Pessoal	(18.676)	(17.063)
Administradores	(1.154)	(1.367)
Entidade de previdência privada	(639)	(512)
Material	(2.752)	(1.983)
Serviço de terceiros	(15.175)	(15.212)
Subvenção conta consumo combustível - CCC	(6.462)	(9.837)
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica - TFSEE	(575)	(386)
Provisão para FNDCT - Lei 9.991/00	(575)	(605)
Energia elétrica comprada para revenda	(97.505)	(77.564)
Encargo de uso do sistema de transmissão	(24.007)	(15.885)
Energia livre - reversão	(10)	
Depreciação e amortização	(16.967)	(15.691)
Tributos	(2.705)	(2.176)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(1.883)	(612)
Provisões líquidas - PDD	27.352	(15.740)
Provisão para contingências (líquida de reversão)	632	(1.215)
Outras	(4.892)	5.232
	(165.993)	(170.616)
Resultado Financeiro	145	(12.345)
Resultado Operacional	97.215	26.022

21. OPERAÇÕES COM EXPORTAÇÃO

A Companhia efetuou operação com exportação de commodities agrícolas para fins de captação de recursos, conforme estabelecido no contrato Pre-Export Financing Agreement firmado com o Banco WestLB S.A. Com base no contrato, a Companhia negocia com o WestLB adiantamento de recursos correspondente ao valor dos contratos de compra e exportação. O valor do adiantamento mais juros será pago em quatro parcelas semestrais, envolvendo o embarque das commodities agrícolas.

Os valores estão demonstrados a seguir:

	30/06/(
Receita com exportação	2.08
Custo de exportação	(2.08
Efeito líquido da operação	

O resultado da operação é decorrente exclusivamente da variação cambial sobre o prêmio de exportação das commodities.

22. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

		30/06/04			31/03/04		30/06/03
Partes relacionadas	Transações	Ativo	Passivo	Receita (Despesa)	Ativo	Passivo	Receita (Despesa)
Iberdrola Energia	Pessoal			(33)			(36)
Amara Brasil (a)	Administração de almoxarifado			(282)		9	(247)
IBENBRASIL (b)	Serviço de Engenharia					110	
Termoaçu S/A (c)	Valores a receber	14		9			14
GCS Energia (d)	Valores a pagar			(147)			(35)
GCS Comércio e Serviços (e)	Serviços de consultoria		17	(111)		20	
	Total GCS		**17**	**(258)**		**20**	**(35)**
Celpe	Serviços compartilhados (g)		19			70	
	Material/serviço	101		76	55		44
	Total Celpe	**101**	**19**	**76**	**55**	**70**	**44**
Coelba	Serviços compartilhados (g)		692			894	
	Material/serviço		9	(29)	61	11	(39)
	Uso da rede		9	(40)		9	(33)
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio			(1.166)			
	Total Coelba		**710**	**(1.235)**	**61**	**914**	**(72)**
Guaraniana	Venda da Termoaçu (f)			4.680			7.019
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio						
	Total Guaraniana			**4.680**			**7.019**
Fasern (h)	Contrato de mútuo		523			1.035	

(a) Amara Brasil - Contrato nº 44113998, vigência de 16/12/1998 até 15/05/2005. O mesmo é corrigido pelo IGPM a cada 12 meses.

(b) Ibenbrasil - Contrato nº 4600004918, vigência de 01/09/2003 até 31/08/2006, corrigido a cada 12 meses com base até o Custo Nacional da Construção Civil e Obras Públicas, Serviços de Consultoria, Coluna 39, Série A0157980 da revista Conjuntura Econômica da Fundação Getúlio Vargas.

(c) Termoaçu - Contrato com validade até 30/10/2004, sendo corrigido a cada 12 meses pelo IGPM.

(d) GCS - Contrato de Compra de Energia (GCS AM – 010/2002), vigência de 01/10/2002 até 30/11/2006. O reajuste do mesmo ocorrerá na data de revisão do reajuste tarifário, através da aplicação da seguinte fórmula:

$$Pcei = Pceoi * \frac{(K1*IGPM1i)}{IGPMoi}$$

(e) GCS - Contrato de Prestação de Serviços, vigência de 01/01/2003 até 31/12/2005. O mesmo será atualizado anualmente aplicando a seguinte fórmula:

$$Pi = Poi * \frac{IGPM1i}{IGPMoi}$$

(f) Guaraniana - Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, sendo o saldo corrigido pela Taxa DI Over, constituído em 31 de março de 2003.

(g) Serviços compartilhados - As Companhias COELBA, CELPE e COSERN celebraram, entre si, em 30 de outubro de 2001, vigente até 05 de outubro de 2021, o Contrato denominado "Guaraniana Serviços Compartilhados" com o objetivo de :

- implantar um sistema unificado de atividades operacionais e administrativas, nas áreas: Engenharia Básica, Suprimentos, Marketing, Informática, Riscos e Seguros e Regulação e Tarifa;
- otimizar o aproveitamento dos recursos financeiros e humanos empregados no desenvolvimento das referidas atividades, em regime de serviços de interesse recíproco; e
- atender, de maneira mais eficiente e econômica, aos interesses e necessidades de cada uma das Consorciadas.

Em 1º de novembro de 2001, as Companhias encaminharam o pedido de anuência ao referido contrato à ANEEL, em atendimento ao estabelecido na Resolução ANEEL nº 022, de 04 de fevereiro de 1999. Em decorrência da implementação do Consórcio, os balanços das empresas contemplam ativos e passivos oriundos dessas transações.

Posteriormente, a ANEEL, através do Ofício nº 1327/2002-SFF/ANEEL, de 26 de dezembro de 2002, comunicou a não aprovação do Contrato de Consórcio. A administração está apresentando esclarecimentos adicionais referentes à forma de atuação e aos benefícios auferidos pelas empresas com a implementação do Consórcio, com vista a obter a anuência da ANEEL para o referido contrato.

(h) Fasern – Contrato nº 09/94, vigência até 1º de setembro de 2004, atualizado pela TR+ 6% a.a.

23. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

- Considerações gerais

  A utilização de instrumentos e de operações com derivativos envolvendo indexadores tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia.

  A administração avalia que os riscos são mínimos, pois não existe concentração de parte contrária, e as operações são realizadas com bancos de reconhecida solidez dentro de limites aprovados.

- Valor de mercado dos instrumentos financeiros

  Os valores contábeis, registrados em operação com empresas ligadas e empréstimos e financiamentos, referentes aos instrumentos financeiros constantes no balanço patrimonial, quando comparados com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência destes, com o valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, se aproximam, substancialmente, de seus correspondentes valores de mercado.

  As contas a receber de poderes públicos, federal, estadual e municipais (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R$ 210.254 (R$ 201.078 em 31 de março de 2004). Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos, face as negociações em andamento que impossibilitam a previsão dos prazos de recebimento.

  Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, vinculados aos projetos específicos de infra-estrutura básica, obtidos em moeda estrangeira, junto a instituições internacionais de desenvolvimento, assim como os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e aos consumidores, estão compatíveis com o valor de tais operações, não disponíveis no mercado financeiro.

  O contrato de mútuo obtido junto à FASERN pela COSERN, de conformidade com as normas estabelecidas para as entidades de previdência privada fechada, equivalem ao valor de mercado para esse tipo de operação.

- Fatores de risco

  Risco de crédito

  O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco, e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores, cortando o fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores, o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira.

  Risco de Moeda estrangeira

  Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de aumento nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 30 de junho de 2004, operações de "swap" cambial no valor nominal total contratado de R$ 125.215 (R$ 125.728 em 31 de março de 2004), representando aproximadamente 100% do endividamento em moeda estrangeira.

No trimestre findo em 30 de junho de 2004 a Companhia apurou um resultado positivo nas operações de "hedge" cambial no montante de R$ 7.591, (R$ 32.276 negativo em 30 de junho de 2003).

Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

Risco de Vencimento Antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamento com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento dessas restrições podem implicar em vencimento antecipado da dívida.

24. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Companhia é patrocinadora da FASERN - Fundação COSERN de Previdência Complementar, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (dos patrocinadores e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. No plano previdenciário de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade das patrocinadoras.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Benefício Definido corresponde a 9,90% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 4,99% às contribuições normal e de risco e 2,01% à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

A partir de março de 1999, a FASERN passou a adotar novo plano de benefício previdenciário de Contribuição Definida, cuja adesão foi superior a 98% dos participantes ativos.

O plano contempla benefícios de risco com cobertura para invalidez e morte totalmente custeados pelos patrocinadores, aos empregados ativos participantes do plano. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, pagamento único. Por suas características, o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Contribuição Definida corresponde a 9,17% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 3,60% à contribuição normal (igual a dos participantes), 0,86% à contribuição dos benefícios de risco e 1,81 % à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	30/06/04	30/06/03
Custo do imobilizado em curso	94	114
Despesas operacionais	639	512
Total	733	626

25. DEBÊNTURES

A Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 05 de maio de 2004, deliberou a realização da segunda emissão pública de 1.200 (mil e duzentas) debêntures, nominativas-escriturais, não conversíveis em ação, em série única, com garantia real, com valor nominal unitário de R$ 100.000,00 (cem mil reais), perfazendo o montante total de R$ 120.000.000,00 (cento e vinte milhões de reais), com data de emissão em 1º de junho de 2004 e prazo de vencimento de 4 anos contados da data da emissão. A emissão e a concessão da garantia aos debenturistas já foram aprovadas pela ANEEL através do Ofício 1014/2004-SFF/ANEEL, de 23 de junho de 2004, estando o processo de emissão sob análise final da CVM após o que ocorrerá a liquidação financeira da operação nos termos da escritura.

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

A COSERN apresentou no 2º trimestre de 2004 uma Receita Bruta de R$ 192.310 contra R$ 140.506 em 2003, o que resultou numa Receita Líquida de R$ 145.414 contra 107.097, representando um acréscimo de 35,78%.

Os fatores determinantes do acréscimo da Receita Bruta foram:

- O reajuste tarifário médio de 15,11% ocorrido em abril de 2004.
- Disponibilização de uso do sistema no montante de R$ 2.540.
- Recomposição da revisão tarifária R$ 10.232. Efeito líquido, no trimestre, da diferença reconhecida pela ANEEL no reajuste tarifário de 2004, relativa ao reposicionamento tarifário de 2003 que está sendo compensado em 12 parcelas.

Os custos e despesas operacionais sofreram uma redução de 24,92%, passando de R$ 86.512 no segundo trimestre de 2003 para R$ 64.957 no mesmo período de 2004. Contribuíram para esse incremento os seguintes fatores:

- A reversão total da provisão para devedores duvidosos constituída para Companhia de Águas e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN, cuja dívida foi repactuada e outras reversões de provisões constituídas para o Poder Público Municipal, provenientes da intensificação das ações de cobrança.

O Ebitda em junho de 2004 foi de R$ 114.037 contra R$ 54.058 no mesmo período do ano anterior, refletindo um incremento de 110,95% como resultado dos efeitos anteriormente citados.

Principais indicadores:

	30/06/2004	**30/06/2003**
EBITDA (R$ mil)	114.037	54.058
Margem do EBITDA (%)	43,35	25,87
Margem Operacional (%)	36,90	18,36
Margem Líquida (%)	24,13	8,06
Número de empregados	648	628
Número de consumidores	816.941	788.246
Consumidores por empregado	1.261	1.255
Lucro por ação (R$)	0,37761	0,10020
Valor patrimonial por ação (R$)	2,89	3,08

17.01 - RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL - SEM RESSALVA

Aos

Acionistas e Administradores da
Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN
Natal – RN

1. Efetuamos uma revisão especial das Informações Trimestrais - ITR da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN referentes ao trimestre e semestre findos em 30 de junho de 2004, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e sob a responsabilidade da Administração da Companhia, compreendendo os balanços patrimoniais, as respectivas demonstrações do resultado e o relatório de desempenho.

2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade, e consistiu, principalmente, em: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Companhia, quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subseqüentes que tenham ou possam vir a ter efeitos relevantes sobre a situação financeira e as operações da Companhia.

3. Baseados em nossa revisão especial, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas Informações Trimestrais acima referidas para que estas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários especificamente aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais obrigatórias.

4. Anteriormente, revisamos o balanço patrimonial, levantado em 31 de março de 2004, e as demonstrações do resultado referentes ao trimestre e semestre findos em 30 de junho de 2003, apresentadas para fins de comparação, sobre as quais emitimos relatórios de revisão especial, sem ressalvas, datados de 23 de abril de 2004 e 11 de agosto de 2003, respectivamente.

Salvador, 23 de julho de 2004

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011.609/O – 8-S "RN"

Jose Othon Tavares de Almeida
Contador
CRC – BA nº 013.212/O-8-S "RN"

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIAÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

1.1 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ	4 - NIRE
01813-9	CIA. ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81	24300000502

1.2 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO							2 - BAIRRO OU DISTRITO	
Rua Mermoz, 150							Baldo	
3 - CEP	4 - MUNICÍPIO							5 - UF
59025-250	Natal							RN
6 - DDD	7 - TELEFONE	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEX	11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX	14 - FAX
84	215-6104	215-6105	215-6100	-	84	215-6242	-	-
15 - E-MAIL								
-								

1.3 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME			2 - ENDEREÇO COMPLETO			
Emmanuel Sampaio Lôpo			Rua Mermoz, 150			
3 - BAIRRO OU DISTRITO		4 - CEP	5 - MUNICÍPIO			6 - UF
Baldo		59025-250	Natal			RN
7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX	12 - DDD	13 - FAX
84	215-6104	215-6105	-	-	84	215-6242
14 - FAX	15 - FAX	16 - E-MAIL				
-	-	emmanuel.lopo@cosern.com.br				

1.4 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO		TRIMESTRE ATUAL			TRIMESTRE ANTERIOR		
1 - INÍCIO	2 - TÉRMINO	3 - NÚMERO	4 - INÍCIO	5 - TÉRMINO	6 - NÚMERO	7 - INÍCIO	8 - TÉRMINO
01/01/2003	31/12/2003	2	01/04/2003	30/06/2003	1	01/01/2003	31/03/2003

9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	10 - CÓDIGO CVM	11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	12 - CPF DO RESP. TÉCNICO
Deloitte Touche Tohmatsu - Auditores Independentes	00385-9	Cláudio Lino Lippi	760.332.368-15

1.5 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL)	1 - TRIMESTRE ATUAL 30/06/2003	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 31/03/2003	3 - IGUAL TRIMESTRE EX. ANTERIOR 30/06/2002
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	129.746	129.746	129.746
2 - PREFERENCIAIS	38.328	38.328	38.328
3 - TOTAL	168.074	168.074	168.074
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	-	-	-
6 - TOTAL	-	-	-

1.6 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA	2 - TIPO DE SITUAÇÃO
Empresa Comercial, Industrial e Outras	Operacional
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO	4 - CÓDIGO ATIVIDADE
Privada Nacional	1990200 - Serviços de Eletricidade
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL	6 - TIPO DE CONSOLIDADO
Distribuição de Energia Elétrica	Não apresentado
7 - TIPO DE RELATÓRIO DOS AUDITORES	
Sem Ressalva	

1.7 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL

1.8 - PROVENTOS EM DINHEIRO DELIBERADOS E/OU PAGOS DURANTE E APÓS O TRIMESTRE

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO
01	AGO	28/04/2003	Dividendo		ON	0,0424201000
02	AGO	28/04/2003	Dividendo		PNA	0,0466621000
03	AGO	28/04/2003	Dividendo		PNA	0,0466621000

1.9 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO

1 - ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (REAIS MIL)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (REAIS MIL)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	6 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (MIL)	7 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (REAIS)

1.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
30/07/2003	

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

Código	Descrição	30/06/2003	31/03/2003
1	Ativo Total	1.244.545	1.270.109
1.01	Ativo Circulante	317.565	342.284
1.01.01	Disponibilidades	4.316	23.717
1.01.01.01	Numerário disponível	3.858	23.717
1.01.01.02	Títulos e valores mobiliários	458	-
1.01.02	Créditos	312.486	317.802
1.01.02.01	Consumidores e concessionários	170.456	174.986
1.01.02.02	Títulos a receber	58.589	50.702
1.01.02.03	(-) Prov. créd. liquidação duvidosa	(37.567)	(29.470)
1.01.02.04	Recomposição tarifária do racionamento	25.361	23.132
1.01.02.05	Energia livre - racionamento	5.922	5.389
1.01.02.06	Bônus do racionamento (líquido)	1.531	1.513
1.01.02.07	Valores tarifários	7.574	8.691
1.01.02.08	Gasto incremental c/ racion. a recuperar	-	872
1.01.02.09	Subv. baixa renda - tarifa social (líq)	12.547	13.237
1.01.02.11	Serviços em curso	2.701	2.223
1.01.02.12	Tributos a compensar	37.965	41.694
1.01.02.13	IR e CS diferidos	8.733	5.439
1.01.02.14	Benefício fiscal ágio incorporado	10.167	10.145
1.01.02.15	Empréstimos e financiamentos e rendas	37	-
1.01.02.19	Outros créditos	8.470	9.249
1.01.03	Estoques	763	765
1.01.04	Outros	-	-
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	617.628	621.798
1.02.01	Créditos Diversos	500.534	486.486
1.02.01.01	Consumidores e concessionários	12.187	33.082
1.02.01.02	Títulos a receber	65.203	36.656
1.02.01.03	Recomposição tarifária do racionamento	117.932	115.445
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	30.226	30.638
1.02.01.05	Valores tarifários	16.169	11.840
1.02.01.07	Tributos a compensar	8.579	8.066
1.02.01.08	IR e CS diferidos	63.734	62.132
1.02.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	174.323	176.876
1.02.01.10	Depósitos judiciais	9.973	10.002
1.02.01.11	Bens destinados a alienação	44	44
1.02.01.12	Empréstimos e financiamentos	162	-
1.02.01.19	Outros créditos	2.002	1.705
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	117.094	135.312
1.02.02.01	Com Coligadas	117.081	135.312
1.02.02.02	Com Controladas	-	-
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	13	-
1.02.03	Outros	-	-
1.03	Ativo Permanente	309.352	306.027
1.03.01	Investimentos	10	10
1.03.01.01	Participações em Coligadas	-	-
1.03.01.02	Participações em Controladas	-	-
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	10
1.03.02	Imobilizado	309.342	306.006
1.03.02.01	Imobilizado em Serviço	553.088	545.911
1.03.02.02	(-) Depreciação Acumulada	(217.478)	(209.567)
1.03.02.03	Imobilizado em Curso	42.279	37.401
1.03.02.04	(-) Obrigações Especiais	(68.547)	(67.739)
1.03.03	Diferido	-	11

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

Código	Descrição	30/06/2003	31/03/2003
2	Passivo Total	1.244.545	1.270.109
2.01	Passivo Circulante	302.703	323.835
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	188.824	187.965
2.01.01.01	Empréstimos e financiamentos	156.605	187.283
2.01.01.02	Encargos de dívida	11.260	8.287
2.01.01.03	Swap	20.959	(7.605)
2.01.02	Debêntures	-	20.879
2.01.02.01	Debêntures	-	18.750
2.01.02.02	Encargos	-	2.129
2.01.03	Fornecedores	29.249	32.801
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	20.932	20.644
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	13.278	12.965

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

Código	Descrição	30/06/2003	31/03/2003
2.01.04.02	Parcelamento tributos e contribuições	2.175	2.111
2.01.04.03	Tributos e contribuições diferidos	5.479	5.568
2.01.05	Dividendos a Pagar	7.892	7.895
2.01.05.01	Dividendos	7.456	7.458
2.01.05.02	Juros sobre capital próprio	436	437
2.01.06	Provisões	17.882	19.391
2.01.06.01	Provisões contingências	17.882	19.391
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	143	137
2.01.08	Outros	37.781	34.123
2.01.08.01	Folha de pagamento	740	1.069
2.01.08.02	Taxas regulamentares	6.777	6.332
2.01.08.03	Entidade de previdência privada	1.966	1.914
2.01.08.04	Adiantamentos recebidos	2.017	1.396
2.01.08.05	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	6.347	7.862
2.01.08.06	Energia livre - racionamento	4.160	5.163
2.01.08.07	Consumidores - devolução baixa renda	1.476	3.204
2.01.08.19	Outras contas a pagar	14.298	7.183
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	424.890	442.802
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	314.077	337.880
2.02.01.01	Empréstimos e financiamentos	314.077	337.880
2.02.02	Debêntures	-	-
2.02.03	Provisões	18.259	15.876
2.02.03.01	Provisão para contingências	18.259	15.876
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.298	767
2.02.05	Outros	91.256	88.279
2.02.05.01	Energia livre - racionamento	30.803	29.612
2.02.05.02	Entidade de previdência privada	507	993
2.02.05.03	Parcelamento tributos e contribuições	1.419	1.885
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	53.928	52.196
2.02.05.05	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	2.538	1.556
2.02.05.19	Outras contas a pagar	2.061	2.037
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	-	-
2.05	Patrimônio Líquido	516.952	503.472
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	230.356	228.227
2.05.02.01	Ágio incorporado (líquido)	216.927	216.927
2.05.02.02	Incentivos fiscais - ADENE	6.646	4.517
2.05.02.19	Outras	6.783	6.783
2.05.03	Reservas de Reavaliação	-	-
2.05.03.01	Ativos Próprios	-	-
2.05.03.02	Controladas/ Coligadas	-	-
2.05.04	Reservas de Lucro	129.342	129.342
2.05.04.01	Legal	16.071	16.071
2.05.04.02	Estatutária	-	-
2.05.04.03	Para Contingências	-	-
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	-	-
2.05.04.05	Retenção de Lucros	113.271	113.271
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	-	-
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	-	-
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	16.841	5.490

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

Código	Descrição	01/04/2003 a 30/06/2003	01/01/2003 a 30/06/2003	01/04/2002 a 30/06/2002	01/01/2002 a 30/06/2002
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	140.506	275.192	140.449	258.908
3.01.01	Fornecimento de Energia Elétrica	140.423	274.323	125.203	223.718
3.01.02	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	5.738	11.141	-	-
3.01.03	Suprimento de Energia Elétrica/MAE	(682)	(466)	19.665	20.130
3.01.04	Disponibilidade sistema de transmissão	137	257	-	-
3.01.05	Receita (rev) recup. perda faturamento	(4.839)	(9.808)	(5.848)	12.562
3.01.06	Receita (rev) energia livre racionamento	(1.145)	(1.757)	-	-
3.01.19	Outras receitas operacionais	874	1.502	1.429	2.498
3.02	Deduções da Receita Bruta	(33.409)	(66.209)	(29.330)	(48.633)
3.02.01	ICMS	(23.118)	(44.635)	(21.709)	(35.442)
3.02.02	PIS	(71)	(1.566)	(913)	(1.683)
3.02.03	COFINS	(4.110)	(8.018)	(4.213)	(7.767)
3.02.04	ISS	(7)	(9)	(2)	(14)
3.02.05	Quota p/ reserva gobal de reversão-RGR	(1.904)	(3.427)	(1.291)	(2.525)

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

Código	Descrição	01/04/2003 a 30/06/2003	01/01/2003 a 30/06/2003	01/04/2002 a 30/06/2002	01/01/2002 a 30/06/2002
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(4.199)	(8.554)	(1.202)	(1.202)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	107.097	208.983	111.119	210.275
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(77.513)	(147.608)	(77.256)	(150.583)
3.04.01	Pessoal	(3.309)	(6.418)	(2.952)	(5.486)
3.04.02	Entidade de previdência privada	(129)	(243)	(110)	(205)
3.04.03	Material	(890)	(1.773)	(878)	(1.562)
3.04.04	Serviço de terceiros	(2.398)	(4.815)	(2.719)	(4.111)
3.04.05	Subvenção-conta consumo combustível-CCC	(2.699)	(9.837)	(5.575)	(7.839)
3.04.06	Conta de desenvolvimento energético-CDE	(612)	(612)	-	-
3.04.07	Taxa de fiscalização - ANEEL	(215)	(386)	(247)	(417)
3.04.08	Energia elétrica comprada p/ revenda	(42.756)	(77.564)	(39.896)	(77.346)
3.04.09	Encargo de uso sistema transmissão	(9.271)	(15.885)	(8.073)	(14.756)
3.04.10	Depreciação e amortização	(7.001)	(13.879)	(6.593)	(12.891)
3.04.11	Provisões líquidas - PCLD	(7.809)	(15.740)	(10.020)	(25.650)
3.04.12	Tributos	(127)	(142)	(31)	(34)
3.04.19	Outras	(297)	(314)	(161)	(285)
3.04.20	Custo do serviço prestado a terceiros	-	-	(1)	(1)
3.05	Resultado Bruto	29.584	61.375	33.863	59.692
3.06	Despesas/ Receitas Operacionais	(11.911)	(35.353)	(35.148)	(51.662)
3.06.01	Com Vendas	2.734	(1.127)	(8.903)	(12.165)
3.06.01.01	Pessoal	(1.376)	(2.712)	(1.301)	(2.433)
3.06.01.02	Entidade de previdência privada	(61)	(117)	(59)	(109)
3.06.01.03	Material	(23)	(43)	(781)	(814)
3.06.01.04	Serviços de terceiros	(1.808)	(3.745)	(2.277)	(3.927)
3.06.01.05	Depreciação e amortização	(488)	(976)	(484)	(976)
3.06.01.06	Tributos	(1)	(1)	3	3
3.06.01.19	Outras	6.491	6.467	(4.004)	(3.909)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(11.733)	(21.881)	(17.488)	(23.574)
3.06.02.01	Pessoal	(4.048)	(7.933)	(6.004)	(7.735)
3.06.02.02	Administradores	(868)	(1.367)	(768)	(1.202)
3.06.02.03	Entidade de previdência privada	(74)	(152)	(72)	(161)
3.06.02.04	Material	(127)	(167)	(51)	(82)
3.06.02.05	Serviço de terceiros	(3.967)	(6.652)	(2.892)	(4.891)
3.06.02.06	Depreciação e amortização	(428)	(836)	(388)	(768)
3.06.02.07	Tributos	(1.096)	(2.033)	(776)	(1.333)
3.06.02.08	Provisões (líquidas)	(552)	(1.215)	(5.645)	(5.645)
3.06.02.19	Outras	(573)	(1.526)	(892)	(1.757)
3.06.03	Financeiras	(2.912)	(12.345)	(8.757)	(15.923)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	14.375	29.208	11.118	19.876
3.06.03.01.01	Renda de aplicação financeira	48	387	169	789
3.06.03.01.02	Juros/ comis. e acrésc. morat. de energia	3.592	6.576	2.921	5.253
3.06.03.01.03	Rem. fin. da recomposição tarifária	10.745	20.948	7.401	12.563
3.06.03.01.19	Outras receitas financeiras	(10)	1.297	627	1.271
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(17.287)	(41.553)	(19.875)	(35.799)
3.06.03.02.01	Encargos de dívidas	(17.635)	(43.075)	(10.126)	(20.110)
3.06.03.02.02	Variação cambial e monetária (líquida)	33.721	55.979	(55.504)	(55.639)
3.06.03.02.03	Operações swap (líquidas)	(32.276)	(52.507)	47.969	43.196
3.06.03.02.19	Outras despesas financeiras	(1.097)	(1.950)	(2.214)	(3.246)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	-	-	-	-
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	-	-	-	-
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	-	-	-	-
3.07	Resultado Operacional	17.673	26.022	(1.285)	8.030
3.08	Resultado Não Operacional	(432)	(184)	367	177
3.08.01	Receitas	11	299	97	172
3.08.02	Despesas	(443)	(483)	270	5
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	17.241	25.838	(918)	8.207
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(5.583)	(4.874)	1.658	(3.489)
3.11	IR Diferido	(307)	(4.123)	(1.957)	(680)
3.11.01	IR e Contribuição Social Diferidos	2.224	939	399	4.032
3.11.02	Amortização ágio (2.531) e reversão PMIPL	(5.062)	(2.356)	(4.712)	
3.12	Participações/ Contribuições Estatutárias	0	0	-	-
3.12.01	Participações	-	-	-	-
3.12.02	Contribuições	-	-	-	-
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	-	-	-
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	11.351	16.841	(1.217)	4.038
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	168.074	168.074	168.074	168.074
	Lucro por Ação	0,06754	0,10020		0,02403
	Prejuízo por Ação			(0,00724)	

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(valores expressos em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

2. DAS CONCESSÕES

A Companhia detém junto a ANEEL, a seguinte concessão:

Distribuição	Municípios	Localidade	Data da Concessão	Data de Vencimento
COSERN	168	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	31/12/2027

3. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

A demonstração de resultado de 30 de junho de 2002, foi reclassificada, quando aplicável, para fins de comparabilidade.

4. CONSUMIDORES E CONCESSIONÁRIOS

Consumidores	Saldos	Saldos vencidos		Total		Provisão para créditos de liquidação duvidosa	
	Vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	**30/06/03**	31/03/03	**30/06/03**	31/03/03
Setor Privado	**29.311**	**22.455**	**17.932**	**69.698**	63.217	**(10.317)**	(7.568)
Residencial	**8.308**	**10.894**	**1.629**	**20.831**	17.228	**(1.629)**	(647)
Industrial	**11.138**	**3.164**	**6.056**	**20.358**	17.969	**(4.252)**	(3.421)
Comercial, serviços e outras	**7.210**	**5.794**	**4.367**	**17.371**	16.246	**(3.747)**	(3.147)
Rural	**2.655**	**2.603**	**5.880**	**11.138**	11.774	**(689)**	(353)
Setor Público	**9.828**	**8.010**	**23.331**	**41.169**	67.657	**(11.207)**	(9.144)
Poder público	**3.671**	**4.917**	**8.248**	**16.836**	17.386	**(1.476)**	(609)
Iluminação pública	**1.676**	**2.361**	**4.909**	**8.946**	30.123	**(2.101)**	
Serviço público	**4.481**	**732**	**10.174**	**15.387**	20.148	**(7.630)**	(8.535)
PCLD confissões de dívidas e outras						**(16.043)**	(12.758)
Subtotal – Consumidores	**39.139**	**30.465**	**41.263**	**110.867**	130.874	**(37.567)**	(29.470)
Fornecimento não faturado				**17.144**	15.013		
MAE– Mercado Atacadista de Energia				**52.513**	61.073		
Outros créditos				**2.119**	1.108		
Total				**182.643**	208.068	**(37.567)**	(29.470)
Ativo Circulante				**(170.456)**	(174.986)	**(37.567)**	(29.470)
Ativo Realizável a Longo Prazo				**12.187**	33.082		

A provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD foi constituída de acordo com as normas do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber. Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido – CSLL.

Os valores correspondentes às operações junto ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pelo MAE.

Após conclusão dos trabalhos de auditoria, o MAE divulgou, em 24 de de junho de 2003, Comunicado aprovando o novo cronograma de liquidação financeira dos 50% restantes relativamente às operações realizadas no período de setembro/2000 a setembro de 2002. As datas anteriormente definidas para a liquidação financeira de outubro, novembro e dezembro de 2002 foram mantidas.

Período	**Data de liquidação financeira**
Setembro/2000 a setembro/2002	03/07/2003
Outubro/2002	07/07/2003
Novembro/2002	10/07/2003
Dezembro/2002	17/07/2003
Janeiro/2003	21/07/2003
Fevereiro/2003	23/07/2003
Março/2003	25/07/2003
Abril/2003	29/07/2003
Maio/2003	31/07/2003
Junho/2003	04/08/2003
A partir de julho/2003	Último dia útil do mês posterior

Os valores da energia no longo prazo podem estar sujeitos a modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por algumas empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor. Essas empresas, não incluídas na área do racionamento, obtiveram liminar que torna sem efeito o Despacho nº 288 da ANEEL, de 16 de maio de 2002, que teve como objetivo o esclarecimento às empresas do setor sobre o tratamento e a forma de aplicação de determinadas regras de contabilização do MAE, incluídas no Acordo Geral do Setor Elétrico. O pleito dessas empresas envolve a comercialização da cota-parte de Itaipu no submercado Sudeste/Centro-Oeste durante o período de racionamento de 2001 a 2002, quando havia discrepância significativa de preços na energia de curto prazo entre os submercados.

5. TÍTULOS A RECEBER

Referem-se a parcelamento de débitos de contas de fornecimento de energia em atraso.

	Saldos	**Vencidos**			
	Vincendos	**Até 90 dias**	**Mais 90 dias**	**30/06/03**	31/03/03
Setor público	**91.536**	**4.431**	**19.650**	**115.617**	79.401
Setor privado	**490**	**585**	**7.100**	**8.175**	7.957
Total	**92.026**	**5.016**	**26.750**	**123.792**	87.358
Ativo Circulante				**(58.589)**	(50.702)
Realizável a longo prazo				**65.203**	36.656

6. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Câmara de Gestão da Crise de Energia, divulgou em 18 de maio de 2001 um plano de racionamento de energia elétrica, a partir de 01 de junho de 2001, e determinou através da Resolução 117, de 19 de fevereiro de 2002, o término deste programa em 01 de março de 2002.

Em cumprimento a Resolução ANEEL nº 299 de 27 de julho de 2001, a COSERN vem efetuando os registros contábeis decorrentes deste programa, conforme demonstramos a seguir:

	30/06/03	31/03/03
Bônus do racionamento	**22.215**	22.212
Fundo de valores do acréscimo à tarifa ANEEL (Sobretaxa)	**(20.684)**	(20.699)
Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL	**1.531**	1.513
Gastos Incrementais com racionamento a recuperar		872
Efeito líquido do racionamento	**1.531**	2.385

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (KWh), e a contratação de capacidade de geração ou potência (KW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico. O encargo tarifário cobrado atualmente dos consumidores, a título de encargo de capacidade emergencial, é de R$0,0066 KWh (Resolução ANEEL nº 295, de 25 de junho de 2003).

7. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

a) Recomposição tarifária das perdas com faturamento no período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica

VALORES HOMOLOGADOS	**30/06/03**	31/03/03
Recomposição tarifária do racionamento		
Perda da receita	**130.237**	130.237
(-) Reversão da recomposição tarifária	**(26.826)**	(23.263)
Remuneração financeira da perda de receita	**44.337**	34.783
(-) Reversão da remuneração da recomposição tarifária	**(4.455)**	(3.180)
Total	**143.293**	138.577
Circulante	**(25.361)**	(23.132)
Realizável a Longo Prazo	**117.932**	115.445

b) Energia livre - racionamento

A energia livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

Os valores contabilizados em 30 de junho de 2003 como energia livre, têm a seguinte composição:

	Ativo		Passivo	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
Energia Livre	7.439	26.476	5.452	28.462
Encargos	239	1.409		
(-) Reversão	(1.756)		(1.292)	
Remuneração financeira		2.341		2.341
Total em 30 de junho de 2003	5.922	30.226	4.160	30.803
Total em 31 de março de 2003	5.389	30.638	5.163	29.612

A ANEEL, através da Resolução nº 36, de 29 de janeiro de 2003, alterada pela Resolução nº 089 de 25 de fevereiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para a recuperação e repasse aos geradores, a partir de fevereiro de 2003, dos valores de energia livre, calculados com a aplicação de 18,1719% sobre a arrecadação da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

c) Valores tarifários não gerenciáveis da Parcela A (vide nota explicativa nº 8)

A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, registra as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

COMPOSIÇÃO DOS VALORES DA CVA	Ativo Longo Prazo	Passivo Longo Prazo
Subvenção para conta de consumo de combustível - CCC	1.012	
Reserva global de reversão – RGR		559
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica -TFSEE	79	
Encargos de conexão no sistema de transmissão		1.052
Tarifa de utilização do sistema de transmissão – TUST	2.958	
Energia comprada para revenda	6.554	
Total em 30 de junho de 2003	10.603	1.611
Total em 31 de março de 2003	10.021	1.523

A Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da "Parcela A", referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução ANEEL nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

d) Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu inicialmente, financiamento no valor de R$ 115.998, para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Sobre o principal da dívida incide encargos à taxa SELIC + 1% a.a., sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

8. VALORES TARIFÁRIOS NÃO GERENCIÁVEIS A COMPENSAR

	30/06/2003					
	Ativo			Passivo		
Período	Circulante	Longo Prazo	Total	Circulante	Longo Prazo	Total
01 de janeiro a 25 de outubro de 2001(vide nota 7, letra c)		10.603	10.603		1.611	1.611
26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2002	290		1.341	31		31
23 de março de 2002 a 22 de março de 2003	7.284		6.233	6.316		6.316
23 de março de 2003 a 22 de março de 2004		5.566	5.566		927	927
Total em 30 de junho de 2003	7.574	16.169	23.743	6.347	2.538	8.885
Total em 31 de março de 2003	8.691	11.840	20.531	7.862	1.556	9.418

O valor correspondente ao período de 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003 já está sendo recuperado através do último reajuste tarifário de 22 de abril de 2003, e ao período de 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004, será recuperado no próximo reajuste tarifário.

A Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, em seu artigo 7º, define que os itens da Parcela A (energia comprada estabelecida nos contratos iniciais, Quota de Reserva de Reversão - RGR, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica e encargos de conexão), previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, terão a data de alteração de seus valores relacionadas com a data de reajuste tarifário anual da concessionária de distribuição de energia elétrica.

Os montantes e variação dos itens de custo da "Parcela A" devem ser neutros, isto é, repassados integralmente para as tarifas. As variações de custos de energia comprada, em decorrência do início da redução dos contratos iniciais (25%), foram reconhecidas no reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003. Essas variações de custos de energia comprada ocorreram inclusive no período compreendido entre 1º de janeiro de 2003 e o reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003, sendo que com isso a Companhia acumulou custos não reconhecidos no reposicionamento tarifário.

Também os impostos e contribuições incidentes sobre a venda de energia (com exceção ao ICMS), constituem itens de custo da "Parcela A". Com a edição da Medida Provisória nº 66 e a sanção da Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, que dispuseram sobre a não cumulatividade na cobrança da contribuição para Programas de Integração Social - PIS, elevando a alíquota nominal do PIS de 0,65 para 1,65, houve uma variação de custos não gerenciáveis do PIS em 0,4% sobre a Receita Operacional Bruta. Este incremento de custo não foi considerado nos últimos reajustes tarifários calculados pela ANEEL.

A Companhia reconheceu como custos de Parcela A o valor de R$ 1.413 referente a diferença de alíquota do PIS.

9. TRIBUTOS A COMPENSAR

Por força de determinações legais, a Companhia procedeu as retenções e/ou antecipações para posterior compensação de tributos e contribuições. Os saldos finais de curto e longo prazos estão assim constituídos:

	30/06/03		31/03/03	
	Circulante	**Longo Prazo**	Circulante	Longo Prazo
IR sobre aplicação financeira	**74**			
IR antecipado e de exercícios anteriores	**29.398**		32.173	
IR swap	**1.747**		1.732	
CSLL antecipada e de exercícios anteriores	**5.580**		5.770	
ICMS a recuperar	**648**	**8.579**	308	8.066
PIS e COFINS a compensar	**516**		1.696	
Outros	**2**		15	
Total	**37.965**	**8.579**	41.694	8.066

O IR e a CSLL recolhidos antecipadamente, correspondem aos montantes de R$ 5.016 e R$ 1.955, respectivamente, e decorrem das apurações tributárias mensais nos termos do artigo 2º da Lei 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

Com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2002, a companhia vem registrando ICMS a recuperar decorrente das aquisições de bens do ativo imobilizado.

Em 31 de dezembro de 2001, por conta do Acordo Geral do Setor Elétrico, a Companhia reconheceu em seus ativos o montante de receitas a recuperar visando restabelecer o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão de energia elétrica, mediante Recomposição Tarifaria Extraordinária – RTE, em conseqüência da redução da demanda e pela intervenção do Governo Federal cujos valores estão detalhados na nota explicativa nº 7. Concomitantemente estas receitas foram oferecidas à tributação para IRPJ, CSLL, PIS e COFINS pelo regime de competência de acordo com a legislação fiscal. Em 2002 a Receita Federal através do Parecer COSIT nº 26, de setembro de 2002, reconheceu que a receita gerada pela aplicação da sobretarifa de que trata o Parágrafo primeiro do artigo 4º da então Medida Provisória nº 14, de 2001, convertida na Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, deverá compor a apuração das bases de cálculos dos tributos federais mencionados acima, quando ocorrer o efetivo consumo de energia sobre o qual incidiu a respectiva cobrança da sobretarifa, à medida e na proporção de sua efetivação, sendo os tributos apurados de acordo com a Lei vigente em cada um desses períodos.

Desta forma, os valores de tributos devidos em 2001 e 2002, recolhidos em 2002 por conta da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE pela Companhia foram revertidos e reconhecidos no ativo como tributos e contribuições a recuperar pela seguinte espécie e valores:

IRPJ	17.627
CSLL	5.334
COFINS	1.255
Total	24.216

10. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia mantém Imposto de Renda diferido ativo calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e Contribuição Social diferida ativa constituída a alíquota de 9%, conforme demonstrado abaixo:

	30/06/03		31/03/03	
	Base de Cálculo	**Tributo Diferido Ativo**	Base de Cálculo	Tributo Diferido Ativo
Imposto de Renda	**230.858**	**57.714**	216.400	54.100
Prejuízos Fiscais	**95.622**	**23.905**	104.164	26.041
Diferenças Temporárias	**135.236**	**33.809**	112.236	28.059
Contribuição Social	**163.917**	**14.753**	149.666	13.471
Base Negativa	**56.084**	**5.048**	64.822	5.834
Diferenças Temporárias	**107.833**	**9.705**	84.844	7.637
Total		**72.467**		67.571
Ativo Circulante		**(8.733)**		(5.439)
Ativo Realizável a Longo Prazo		**63.734**		62.132

Em cumprimento a Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, a expectativa de realização dos créditos fiscais, com base em estudos submetidos à apreciação dos órgãos da administração, está apresentada abaixo:

	2003	2004	2005	2006	Total
Expectativa de realização					
Imposto de Renda	6.421	13.065	14.330	23.898	57.714
Contribuição Social	2.312	4.704	6.557	1.180	14.753
	8.733	17.769	20.887	25.078	72.467

11. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas das distribuidoras controladoras, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349/01.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247/96, as controladas mantém o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondente, cujos saldos em 2003 e 2002 são como seguem:

Balanço	**30/06/03**	31/03/03
Ágio incorporado	**638.018**	638.018
Provisão	**(453.528)**	(450.997)
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	**184.490**	187.021
Ativo Circulante	**(10.167)**	(10.145)
Ativo Realizável a Longo Prazo	**174.323**	176.876

Resultado	**30/06/03**	30/06/02
Amortização do ágio	**14.888**	13.858
Reversão da provisão	(9.826)	(9.146)
Efeito fiscal	(5.062)	(4.712)
Efeito líquido no resultado		

Como demonstrado, a amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, consequentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor líquido total de R$ 184.490 em 30 de junho de 2003, que, em essência representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e realizável a longo prazo como tributos diferidos a recuperar, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

12. INVESTIMENTOS

Investimentos	**30/06/03**	31/03/03
Outros investimentos	**10**	10
Total	**10**	10

Em reunião dos Conselhos de Administração da GUARANIANA e da COSERN, foi tomada a decisão de desverticalização do projeto TERMOAÇU, dentre outros motivos, motivada pela não aprovação, pelo Órgão Regulador, do investimento da COSERN nesse projeto. Conforme contrato celebrado entre as partes, firmado em 31 de março de 2003, foi realizada pela GUARANIANA, a compra de 150.639.960 ações ordinárias e nominativas de emissão da TERMOAÇU e de propriedade da COSERN, no valor de R$ 182.378.

A Companhia registou uma baixa no investimento de R$ 150.640 referente às ações, no ativo circulante de R$ 147 relativo aos custos iniciais, e no diferido de R$ 31.591 decorrente dos encargos financeiros relacionados com os recursos repassados ou aportados na TERMOAÇU.

Como resultado da operação, a Companhia tem registrado um contas a receber da GUARANIANA no montante de R$ 117.081, apurado conforme demonstrado abaixo:

Valor da venda	182.378
Adiantamento para futuro aumento de capital	(14.454)
Amortização	(32.612)
Saldo em 31 de março de 2003	**135.312**
Atualização	7.018
Amortização	(25.249)
Saldo em 30 de junho de 2003	**117.081**

13. IMOBILIZADO

Por atividade o imobilizado está constituído da seguinte forma:

					30/06/03	31/03/03
	Taxas Médias de Depreciação (%)	**Custo**	**Depreciação amortização acumulada**	**(-) Obrigações Vinculadas a Concessão**	**Valor Líquido**	Valor Líquido
Em serviço						
Distribuição	5,31	528.208	(204.561)	(48.195)	**275.452**	276.409
Comercialização	18,32	10.760	(5.588)		**5.172**	5.660
Administração	11,91	14.120	(7.329)		**6.791**	7.187
Subtotal		553.088	(217.478)	(48.195)	**287.415**	289.256
Em curso						
Distribuição		38.400		(20.352)	**18.048**	13.651
Comercialização		1.541			**1.541**	1.523
Administração		2.338			**2.338**	1.576
Subtotal		42.279		(20.352)	**21.927**	16.750
Total		595.367	(217.478)	(68.547)	**309.342**	306.006

O Imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

De acordo com os artigos n° 63 e 64 do Decreto n° 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do órgão regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

As obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Estas obrigações foram corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

A ANEEL, através da Resolução nº 223 de 29 de abril de 2003, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público e distribuição de energia elétrica. O plano de universalização da Companhia se estenderá até 2013.

14. DIFERIDO

	30/06/03	31/03/03
Despesas diferidas	**1.502**	1.502
Amortização acumulada	**(1.502)**	(1.491)
Total		11

15. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS DA DÍVIDA

				30/06/03				31/03/03
	Encargos da dívida	**Circulante**	**Longo Prazo**	**Total**	Encargos da dívida	Circulante	Longo Prazo	Total
Moeda estrangeira								
Banco do Brasil					38	12.733		12.733
Westlb	**1.876**		**63.386**	**63.386**	1.037		74.265	74.265
Itaú	**308**		**57.624**	**57.624**	3.859		67.514	67.514
BBV		**12.919**		**12.919**	259	15.137		15.137
Bradesco	**122**	**8.734**		**8.734**	126	8.715		8.715
Santander	**2.068**	**28.812**		**28.812**	972	33.757		33.757
Total moeda estrangeira	**4.374**	**50.465**	**121.010**	**171.475**	6.291	70.342	141.779	212.121
Moeda nacional								
Banco do Brasil	**319**	**16.779**	**33.866**	**50.645**	323	3.580	33.677	37.257
Eletrobrás	**6**	**13.364**	**3.703**	**17.067**	6	16.038	4.526	20.564
BNDES FINEM	**18**	**8.467**	**51.387**	**59.854**	30	8.353	52.801	61.154
BNDES Emergencial (vide nota 7.d)	**665**	**4.712**	**104.111**	**108.823**	943	4.427	105.097	109.524
Itaú	**4.831**	**28.668**		**28.668**		33.848		33.848
Alfa					670	10.000		10.000
Bankboston	**730**	**20.300**		**20.300**		28.694		28.694
Lloyds					24	12.001		12.001
Bicbanco	**57**	**5.000**		**5.000**				
Fibra	**136**	**5.000**		**5.000**				
BBV	**124**	**3.850**		**3.850**				
Total moeda nacional	**6.886**	**106.140**	**193.067**	**299.207**	1.996	116.941	196.101	313.042
Subtotal	**11.260**	**156.605**	**314.077**	**470.682**	8.287	187.283	337.880	525.163
Operações com Swap		**20.959**		**20.959**		(7.605)		(7.605)
Total	**11.260**	**177.564**	**314.077**	**491.641**	8.287	179.678	337.880	517.558

O total devido em moeda estrangeira e nacional desdobra-se da seguinte forma:

	30/06/03			31/03/03		
Moeda estrangeira	**Em moeda de origem**	**Em Milhares de reais**	**%**	Em moeda de origem	Em Milhares de reais	%
Dólar norte-americano	**61.229**	**175.849**	**100,00**	61.329	205.641	94,15
Yen				449.351	12.771	5,85
Total		**175.849**	**100,00**		218.412	100,00
Principal		**171.475**			212.121	
Encargos		**4.374**			6.291	

	30/06/03		**31/03/03**	
Moeda nacional	**Em milhares de reais**	**%**	Em milhares de reais	%
UFIR	**3.373**	**1,10**	3.154	1,00
Finel	**2.146**	**0,70**	2.525	0,80
IGP-M	**44.625**	**14,58**	47.672	15,13
TJLP	**64.672**	**21,13**	65.983	20,94
CDI	**81.789**	**26,72**	85.236	27,06
SELIC	**109.488**	**35,77**	110.468	35,06
Total	**306.093**	**100,00**	315.038	100,00
Principal	**299.207**		313.042	
Encargos	**6.886**		1.996	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos trimestres findos em 30 de junho de 2003 e 2002:

	Variação %	
Moeda/Indexador	**30/06/03**	30/06/02
Yen	**(15,59)**	35,77
Dólar norte-americano	**(14,35)**	22,41
Índice Geral de Preços – Mercado – IGP – M	**(0,35)**	2,96
FINEL	**(0,07)**	0,59
TJLP	**2,87**	2,29
CDI	**5,79**	4,25
Taxa de Referência – TR	**1,31**	0,61
SELIC	**5,80**	4,27

Mutações de empréstimos e financiamentos:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
Saldos em 31 de dezembro de 2001	**26.600**	**106.692**	**71.761**	**87.941**
Ingressos	108.231	106.576	133.454	68.462
Encargos	3.178	2.383	1.126	
Variação monetária e cambial	2.980	6.279	79.307	48.820
Transferências	37.048	(37.048)		
Amortizações	(52.650)	(2.575)	(208.400)	(56.824)
Saldos em 31 de dezembro de 2002	**125.387**	**182.307**	**77.248**	**148.399**
Ingressos	46.944	567	25.611	
Encargos	1.872	2.745		
Variação monetária e cambial	(85)	3.175	(13.894)	(27.389)
Transferências	(4.273)	4.273		
Amortizações	(63.705)		(38.500)	
Saldos em 30 de junho de 2003	**106.140**	**193.067**	**50.465**	**121.010**

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são as seguintes:

Ano	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	
			30/06/03	31/03/03
2004	121.010	17.915	138.925	169.407
2005		38.424	38.424	36.821
2006		38.392	38.892	36.698
2007		29.813	29.813	28.560
Após 2007		68.523	68.522	66.394
Total	**121.010**	**193.067**	**314.077**	**337.880**

16. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

- Considerações gerais

  A utilização de instrumentos e de operações com derivativos envolvendo indexadores tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia.

  A administração avalia que os riscos são mínimos, pois não existe concentração de parte contrária, e as operações são realizadas com bancos de reconhecida solidez dentro de limites aprovados.

- Valor de mercado dos instrumentos financeiros

  Os valores contábeis, registrados em operação com empresas ligadas e empréstimos e financiamentos, referentes aos instrumentos financeiros constantes no balanço patrimonial, quando comparado com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência destes com o valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, se aproximam, substancialmente, de seus correspondentes valores de mercado.

  As contas a receber e títulos relativos a parcelamento de poderes públicos, federal, estadual e municipais (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R$ 156.786 (R$ 167.058 em 31 de março de 2003). Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos, face as negociações em andamento que impossibilita a previsão dos prazos de recebimento.

  Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, vinculados aos projetos específicos de infra-estrutura básica, obtidos em moeda estrangeira, junto a instituições internacionais de desenvolvimento, assim como os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS e aos consumidores, estão compatíveis com o valor de tais operações, não disponíveis no mercado financeiro.

  O contrato de mútuo obtido junto a FASERN pela COSERN, de conformidade com as normas estabelecidas para as entidades de previdência privada fechada, equivalem ao valor de mercado para esse tipo de operação.

- Fatores de risco

  Risco de crédito

  O risco surge da possibilidade de as Companhias virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores, interrompendo o fornecimento de energia elétrica, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira.

Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 30 de junho de 2003, operações de "swap" cambial no valor nominal total contratado de R$ 176.805 (R$ 194.021 em 31 de março de 2003), representando aproximadamente 100% do endividamento em moeda estrangeira.

No trimestre findo em 30 de junho de 2003 a Companhia apurou um resultado negativo nas operações de "hedge" cambial no montante de R$ 32.276, (R$ 47.969 positivo, em 30 de junho de 2002).

Risco de taxa de juros

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

17. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Companhia é patrocinadora da Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da COSERN - FASERN pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. No plano previdenciário de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade da patrocinadora.

A contribuição da patrocinadora COSERN para o Plano de Benefício Definido corresponde a 10,45% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano, (soma dos salários reais de contribuição), dos quais 2,90% corresponde a contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes e 5,68% a contribuições normal e de risco e 1,87% a cobertura das despesas administrativas da FASERN.

A partir de março de 1999, a FASERN, passou a adotar novo plano de benefício previdenciário de contribuição definida, cuja adesão foi superior a 98% dos participantes ativos.

O plano contempla benefícios de risco com cobertura para invalidez e morte totalmente custeados pelas patrocinadoras, aos empregados ativos participantes do plano. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, pagamento único. Por suas características o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição da patrocinadora COSERN para o Plano de Contribuição Definida corresponde a 9,39% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano, (soma dos salários reais de contribuição), dos quais 2,90% corresponde a contribuição suplementar relativo a tempo passado dos participantes, 3,63% a contribuição normal (igual a dos participantes), 1,05% a contribuição dos benefícios de risco e 1,81 % a cobertura das despesas administrativas da FASERN.

Durante o exercício corrente, em 30 de junho de 2003, a Companhia pagou ou provisionou contribuições à FASERN no montante de R$ 626.

Custo do imobilizado em curso	114
Despesas operacionais	512
	626

18. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	30/06/03	31/03/03
ICMS	**8.478**	7.525
Imposto de renda – Pessoas física e jurídica	**75**	71
IPTU	**1.362**	2.151
ISS	**50**	39
INSS	**437**	402
FGTS	**141**	115
COFINS	**1.734**	1.667
PIS	**960**	923
Outros	**41**	72
Total	**13.278**	12.965

19. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES DIFERIDOS

A Companhia registrou os tributos e contribuições a recolher calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária, o valor da contribuição social sobre o lucro incidente sobre o saldo da correção monetária complementar, Lei nº 8.200/91, a ser depreciado, bem como sobre a variação cambial de contratos em moeda estrangeira. Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições, serão verificados no momento da realização dos eventos mencionados.

Composição dos tributos e contribuições diferidos.

	30/06/03	31/03/03
Imposto de Renda	**35.864**	34.644
Contribuição Social s/RTE	**12.597**	12.472
Contribuição Social s/CMC	**1.909**	1.692
PIS	**3.163**	3.122
COFINS	**5.874**	5.834
Total	**59.407**	57.764
Passivo Circulante	**(5.479)**	(5.568)
Passivo Exigível a Longo Prazo	**53.928**	52.196

20. PARCELAMENTOS – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES

	30/06/03	31/03/03
REFIS		
Circulante	**2.175**	2.111
Longo prazo	**1.419**	1.885
	3.594	3.996

Em 28 de abril de 2000, a Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS, aprovado pela Lei nº 9.964, de 10 de abril de 2000, tendo declarado seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF e ao Instituto Nacional do Seguro Social – INSS. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, dentre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo), foram fatores determinantes para a adesão ao programa.

O débito consolidado está sendo pago em 60 parcelas mensais consecutivas, iniciado em novembro de 2000, atualizadas pela variação da TJLP. As regras do programa estabelecem como condição de permanência no mesmo a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições.

A distribuição anual da amortização dos parcelamentos a longo prazo é a seguinte:

	30/06/03	31/03/03
2004	**946**	1.414
2005	**473**	471
Total	**1.419**	1.885

21. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões constituídas para contingências e respectivos depósitos judiciais são compostos como seguem:

	30/06/03			31/03/03		
	Valor da Provisão			Valor da Provisão		
Contingências	No trimestre	Acumulada	Depósito judiciais	No trimestre	Acumulada	Depósitos judiciais
Trabalhistas	**(245)**	**12.110**	**7.155**	(569)	12.355	7.184
Cíveis	**228**	**17.772**	**524**	584	17.544	524
Clientes (Tarifas Plano Cruzado)	**(259)**	**3.447**	**524**		3.706	
Outros	**487**	**14.325**		584	13.838	524
Fiscais	**890**	**6.259**	**2.294**	634	5.368	2.294
INSS	**25**	**886**		25	861	
IR	**388**	**2.056**			1.668	
CSLL	**60**	**1.713**		319	1.653	
Outros	**417**	**1.604**		290	1.186	
Total	**873**	**36.141**	**9.973**	649	35.267	10.002
Passivo Circulante		**(17.882)**			(19.391)	
Passivo Exigível a Longo Prazo		**18.259**			15.876	

A Administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto a possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas são suficientes para cobrir possíveis perdas.

22. TARIFA SOCIAL BAIXA RENDA

O Governo Federal, através da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou um significativo impacto na receita operacional da Companhia.

Através do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, definiu as fontes definitivas para concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, decorrente dos novos critérios estabelecidos no Art.1º da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, e conforme o estabelecido no artigo 5º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

A ANEEL, através do Ofício Circular nº 155/2003 - SFF/ANEEL, de 24 de janeiro de 2003, divulgou os procedimentos contábeis para registro do ativo, decorrente do reconhecimento da receita no que diz respeito à redução dos valores faturados em relação à aplicação dos critérios de classificação de unidades consumidoras na subclasse residencial baixa renda. E através da Resolução nº 41, de 31 de janeiro de 2003, essa Agência estabeleceu a metodologia para o cálculo da diferença das receitas das distribuidoras de energia elétrica em virtude dos novos critérios para classificação das unidades consumidoras de baixa renda.

Através da Resolução nº 116, de 19 de março de 2003, a ANEEL regulamentou os procedimentos para solicitação e homologação dos recursos para subvenção econômica em atendimento ao Decreto Presidencial nº 4.538, e revogou a Resolução nº 491 de 30 de agosto de 2002, que estabelecia procedimentos para utilização de recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para financiamento do atendimento a consumidores de baixa renda.

Em 1º de julho de 2003, a ANEEL emitiu a Resolução nº 320, que alterou a redação do caput e inciso IV do artigo 1º da Resolução ANEEL nº 116, de 19 de março de 2003, acrescentou novos procedimentos para homologação da subvenção econômica aos consumidores integrantes da subclasse residencial baixa renda.

Os valores já liberados a título de financiamento na forma do Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, serão totalmente liquidados com a utilização dos recursos da subvenção econômica a fundo perdido, de acordo com o inciso II do artigo 1º do Decreto nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, e, em decorrência, serão cancelados os correspondentes contratos de financiamento.

Composição dos valores referentes à tarifa social baixa renda:

	30/06/03	31/03/03
Recurso subvenção baixa renda (tarifa social)	**18.252**	19.461
(-) Financiamento/subvenção Eletrobrás recebido	**(5.705)**	(6.224)
	12.547	13.237

23. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O Capital social totalmente subscrito em 30 de junho de 2003 é de R$ 140.413. A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Em milhares de ações

	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais					
Acionistas	Única	%	A	%	B	%	Total	%
COELBA	80.946	62,4	15.665	76,0	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S/A	39.678	30,6	2.748	13,3			42.427	25,2
Uptick Participações S/A	7.577	5,8	1.157	5,6	1.047	5,9	9.781	5,8
IBERENER	1.269	1,0	886	4,3			2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8			426	0,3
Total	129.746	100,0	20.606	100,0	17.721	100,0	168.074	100,0

As ações ordinárias dão direito a voto nas deliberações da Assembléia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado prioridade no reembolso do capital no caso de liquidação da Companhia, e assegurada ainda, às ações preferenciais "Classe A", prioridade na distribuição de dividendos.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe "A" e "B" terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

24. INCENTIVO FISCAL IMPOSTO DE RENDA - ADENE

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o art. 551, § 3º, do Decreto 3.000/99.

Por conta disso, a COSERN formalizou pleito à antiga SUDENE e obteve o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais através do Laudo Constitutivo nº 0038/2002 – ADENE, emitido em 03 de julho de 2002. Em 15 de agosto de 2002, protocolou junto a Delegacia da Receita Federal/RN, o Termo de Opção para formalizar o aproveitamento do crédito retroativo a 06 de dezembro de 2001. Conforme disposto no artigo 2º, da Instrução Normativa nº 217/2002, a Receita Federal deverá pronunciar-se sobre o pleito formalizado, em até 120 dias, da data de protocolo do referido "Termo".

Dessa forma, a COSERN apurou em 30 de junho de 2003 o valor de R$ 4.099 de incentivo fiscal ADENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 37,50% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real. O valor correspondente da respectiva redução foi contabilizado como Reserva de Capital em montante integral, devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

25. RECEITA BRUTA

	Nº de consumidores (1)		MWh (1)		R$	
	30/06/03	30/06/02	**30/06/03**	30/06/02	**30/06/03**	30/06/02
Consumidores:						
Residencial	**688.744**	667.126	**424.548**	366.664	**89.010**	70.865
Industrial	**4.356**	4.515	**423.428**	428.670	**67.248**	57.601
Comercial	**55.785**	54.418	**232.075**	197.630	**58.285**	43.092
Rural	**26.948**	21.080	**131.611**	77.342	**15.673**	8.746
Poder público	**9.233**	9.156	**69.912**	58.711	**18.276**	14.624
Iluminação pública	**1.794**	1.526	**58.444**	45.614	**9.134**	7.405
Serviço público	**1.294**	1.282	**93.603**	92.179	**15.510**	15.873
Consumo próprio	**91**	99	**2.953**	1.949		
Suprimento	**1**	18	**495**	258		
Fornecimento não faturado					**1.187**	5.512
Subtotal	**788.246**	759.220	**1.437.069**	1.269.017	**274.323**	223.718
Receita (reversão) recomp. tarif. extraordinária- RTE					**(9.808)**	12.562
Energia livre					**(1.757)**	
Subvenção à baixa renda (tarifa social)					**11.141**	
MAE - Mercado Atacadista de Energia					**(466)**	20.130
Outras receitas					**1.759**	2.498
Total	**788.246**	759.220	**1.437.069**	1.269.017	**275.192**	258.908

(1) Informações não revisadas pelos auditores

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL publicou, em 17/04/2003, no Diário Oficial da União, a Resolução nº 200 com o índice de reposicionamento tarifário da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN.

Também foi definido o Fator X (1,78%), mecanismo que reduz a aplicação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), a partir de abril de 2004, permitindo o repasse para as tarifas de parcelas dos ganhos de produtividade das empresas. O mesmo ainda poderá ser ajustado em razão da avaliação da empresa pelos consumidores no Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC) em 2003.

O índice de reposicionamento médio da COSERN foi de 11,49%, com aplicação diferenciada para as categorias de consumo, em razão do Decreto n º 4.667, de abril de 2003, devido ao fim gradual dos subsídios cruzados existentes entre grupos de consumo. Dessa forma as Unidades Consumidoras do Grupo A3 (69 kV) tiveram as tarifas elevadas em 11,65%, as do Grupo A4 (13,8 kV) em 13,98% e as do Grupo B (220/380 V) em 10,38%. Essas novas tarifas valerão para os consumos que ocorrerem a partir de 22/04/2003.

O reposicionamento em 2003 ficará limitado ao valor que as empresas teriam de reajuste tarifário anual, caso ele fosse praticado este ano. A proposta de escalonamento da reposição de tarifas tem o objetivo de amenizar o impacto do índice para o consumidor.

No caso da COSERN, as tarifas autorizadas contemplam, além do reposicionamento tarifário (11,49%), a compensação do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA (redução de 0,17%), conhecida como conta gráfica, que reúne os custos não-gerenciáveis das empresas, os custos administrativos adicionais incorridos durante o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica – PERCEE, instituído pela Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001 (adição de 0,88%), e o dispêndio financeiro relativo a Reserva Global de Reversão – RGR de 2002 (adição de 0,26%), perfazendo um total, no primeiro ano, de 12,45%.

26. OPERAÇÕES COM EXPORTAÇÃO

A Companhia efetuou operação com exportação de commodities agrícolas para fins de captação de recursos, conforme estabelecido no contrato *Pre-Export Financing Agreement* firmado com o Banco WestLB S.A. Com base no contrato, a Companhia negocia com o WestLB adiantamento de recursos correspondente ao valor dos contratos de compra e exportação. O valor do adiantamento mais juros será pago em quatro parcelas semestrais, envolvendo o embarque das commodities agrícolas.

Os valores estão demonstrados a seguir:

	30/06/03
Receita com exportação	**2.589**
Custo de exportação	**(2.592)**
Efeito líquido da operação	**(3)**

O resultado da operação é decorrente exclusivamente da variação cambial sobre o prêmio de exportação das commodities.

27. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas operacionais tem a seguinte composição por natureza de gasto:

	30/06/03	30/06/02
Receita Operacional Líquida	**208.983**	210.275
Custo ou despesa operacional		
Pessoal	**(17.063)**	(15.654)
Administradores	**(1.367)**	(1.202)
Entidade de previdência privada	**(512)**	(475)
Material	**(1.983)**	(2.458)
Serviço de terceiros	**(15.212)**	(12.929)
Subvenção - Conta consumo combustível - CCC	**(9.837)**	(7.839)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	**(612)**	
Taxa de fiscalização – ANEEL	**(386)**	(417)
Energia elétrica comprada para revenda	**(77.564)**	(77.346)
Encargo de uso do sistema de transmissão	**(15.885)**	(14.756)
Depreciação e amortização	**(15.691)**	(14.635)
Provisões líquidas – PCLD	**(15.740)**	(25.650)
Provisão para contingências (líquida de reversão)	**(1.215)**	(5.645)
Tributos	**(2.176)**	(1.364)
Outras	**4.627**	(5.951)
Custo do serviço prestado a terceiros		(1)
	(170.616)	(186.322)
Resultado Financeiro	**(12.345)**	(15.923)
Resultado Operacional	**26.022**	8.030

28. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A COSERN efetuou as seguintes transações com partes relacionadas:

Parte relacionada	Transações			30/06/03		31/03/03	30/06/02
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Iberdrola Cons. e Serviço	Confecção de calendários		**3**			3	
Iberdrola Energia	Pessoal Iberdrola		**61**			61	
Ibenbrasil	Serviço de engenharia	**227**				116	859
Tracol Serv. Elétricos S/A	Manut/recup. equipamentos		**51**	**1**	1	102	319
Amara Brasil	Adm. de almoxarifado						296
Coelba	Material/serviço		**1.294**	**(1.750)**	270	741	1.512
Celpe	Material/serviço	**50**	**17**	**11**	7	34	170
Termoaçu	Valor a receber	**147**			131		
GCS Energia	Valor a pagar			**(35)**		63	
Guaraniana S/A (1)	Valor a receber	**117.081**			135.312		

(1) Vide nota explicativa nº 12.

As transações foram realizadas em condições usuais de mercado.

29. EVENTO SUBSEQÜENTE

Liquidação do MAE

O MAE divulgou, em 24 de junho de 2003, após conclusão dos trabalhos de auditoria, Comunicado aprovando o novo cronograma de liquidação financeira dos 50% restantes relativamente às operações realizadas no período de setembro/2000 a setembro/2002. A referida liquidação se deu no dia 03 de julho de 2003, tendo sido mantido as datas anteriormente acordadas para a liquidação financeira das operações relativas aos meses de outubro, novembro e dezembro de 2002, sendo 07 de julho de 2003, 10 de julho de 2003 e 17 de julho de 2003, respectivamente.

Período	Data liquidação	Valor recebido/pago	% sobre o total a receber/pagar
Setembro/2000 a setembro/2002	03/07/2003	24.145	88,40
Outubro/2002	07/07/2003	2.435	84,97
Novembro/2002	10/07/2003	2.104	83,88
Dezembro/2002	17/07/2003	2.222	85,41
Janeiro/2003	21/07/2003	(53)	100,00
Fevereiro/2003	23/07/2003	11	92,81
Março/2003	25/07/2003	51	95,63
Abril/2003	29/07/2003	25	95,40
Maio/2003	31/07/2003	(29)	100,00
Junho/2003	04/08/2003	69	100,00

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

No segundo trimestre de 2003, a COSERN apurou um lucro de R$ 11.351 mil, correspondente a 10,6% da Receita Operacional Líquida – ROL.

O comportamento dos principais componentes do resultado foram os seguintes:

1. A receita operacional líquida apresentou um decréscimo de 3,62% em relação ao mesmo período de 2002, motivado principalmente pela redução da operação com energia elétrica no Mercado Atacadista – MAE e pela aplicação da Resolução ANEEL 249, de 06 de maio de 2002 que trata do Encargo de Capacidade Emergencial – ECE.

2. O resultado do serviço (atividades de distribuição e comercialização de energia) de R$ 20.585 mil foi 175,50% superior ao verificado no mesmo período de 2002, proporcionando um aumento no EBITDA, em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, de 90,81%.

3. O resultado financeiro de R$ 2.912 negativo, apresentou uma melhora quando comparado ao 2º trimestre de 2002, devido principalmente a atualização monetária do contas a receber decorrente da alienação do investimento na TERMOAÇU.

17.01 - RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL - SEM RESSALVA

Aos
Acionistas e Administradores da
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN
Natal - RN

1. Efetuamos uma revisão especial das informações trimestrais - ITR da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN referentes ao trimestre e semestre findos em 30 de junho de 2003, elaboradas sob a responsabilidade de sua Administração, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, compreendendo os balanços patrimoniais, as respectivas demonstrações do resultado e o relatório de desempenho.

2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade, e consistiu, principalmente, de: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Companhia, quanto aos principais critérios adotados na elaboração das informações trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subseqüentes que tenham ou possam vir a ter efeitos relevantes sobre a situação financeira e nas operações da Companhia.

3. Baseados em nossa revisão especial, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas informações trimestrais referidas no parágrafo 1 para que estas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários especificamente aplicáveis à elaboração das informações trimestrais obrigatórias.

4. Anteriormente, revisamos os balanços patrimoniais, levantados em 31 de março de 2003, e as demonstrações do resultado referentes ao trimestre e semestre findos em 30 de junho de 2002, apresentados para fins de comparação, e emitimos relatórios de revisão especial datados de 14 de maio de 2003 e 9 de agosto de 2002, respectivamente, contendo comentários quanto a liquidação financeira dos valores relativos às transações de venda e compra de energia realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e sobre a conversão da Medida Provisória n° 14 da Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002, disciplinando, entre outros assuntos, a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras de energia elétrica, garantido nos contratos de concessão.

Recife, 11 de agosto de 2003

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011.609/O – 8-S "RN"

Claudio Lino Lippi
Contador
CRC – SP nº 097.866/T-2-S "RN"

VII – Resolução Homologatória nº 109, de 20 de Abril de 2004, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 109, DE 20 DE ABRIL DE 2004 (*)

Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica, aplicáveis aos consumidores finais, estabelece a receita anual de instalações de conexão, fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, referentes à Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso X, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, nos Decretos nº 4.359, de 5 de setembro de 2002, nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, e nº 4.667, de 4 de abril de 2003, na Subcláusula Sétima da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica nº 08/97, firmado entre a Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN e a União, em 31 de dezembro de 1997, o que consta do Processo n° 48500.001006/04-51, e considerando que:

o contrato de concessão estabeleceu que até a primeira revisão tarifária periódica o valor do Fator X é igual a zero;

em 22 de abril de 2003 foi realizada a primeira revisão tarifária periódica, sendo naquela oportunidade fixado um índice de reposicionamento tarifário provisório de 11,49%;

a Resolução Homologatória ANEEL nº 101, de 20, de abril de 2004, em complemento aos resultados da primeira revisão tarifária periódica estabeleceu o índice de reposicionamento tarifário provisório de 14,54%;

a diferença entre o reposicionamento tarifário de 14,54% e o reposicionamento tarifário de 11,49%, será compensado nos 12 meses posteriores ao reajuste tarifário vigente;

a Resolução Homologatória ANEEL nº 101, de 20 de abril de 2004, também fixou os valores dos componentes do Fator X, em X_e = 0,79%, X_c = - 0,024% e X_a = - 0,3122%, resultando em um Fator X = 0,4951%, sendo aplicado como redutor no Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M para efeito de cálculo do reajuste tarifário anual de 22 de abril de 2004;

neste reajuste tarifário anual está sendo considerado o saldo realizado da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, apurado entre o período de abril de 2002 a março de 2003, bem como o saldo da CVA em processamento, apurado entre o período de abril de 2003 a março de 2004. Esses dois saldos correspondem a 3,244% na composição do reajuste tarifário anual concedido;

a Resolução Normativa ANEEL nº 40, de 28 de janeiro de 2004, que estabelece os critérios a serem a Lei nº 9.074, de 1995, o Decreto nº 2003, de 1996, a Resolução ANEEL nº 533, de 2002, e a Resolução ANEEL nº de 433, de 2003, estabeleceram que a eficácia dos contratos de compra e venda de energia celebrado entre um produtor independente de energia elétrica e uma distribuidora, para efeitos de

contabilização no MAE e comercialização, está associado à entrada em operação da usina que lastreia o referido contrato;

a Resolução Normativa ANEEL nº 40, de 28 de janeiro de 2004, estabeleceu os critérios a serem utilizados na determinação dos limites de disponibilidade de geração e de lastro das usinas térmicas da Região Nordeste participantes da Programa Prioritário de Termeletricidade – PPT; e

o Produtor Independente de Energia PIE pode comercializar a energia que tenha capacidade de produzir, sempre que solicitado ao despacho pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, de acordo com a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

resolve:

Art. 1º Homologar as tarifas de fornecimento de energia elétrica, constantes dos Anexos I, IA, IB e II desta Resolução, aplicáveis aos consumidores finais atendidos pela Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN, com vigência de acordo com as especificações a seguir:

I - as tarifas constantes dos Anexos I, IA e IB estarão em vigor no período de 22 de abril de 2004 a 21 de abril de 2005 e contemplam a Recomposição Tarifária Extraordinária estabelecida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; e

II - as tarifas constantes do Anexo II estarão em vigor a partir de 22 de abril de 2005, sem os reflexos da aludida recomposição tarifária, e deverão constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Art. 2º Fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com vigência no período de 22 de abril de 2004 a 21 de abril de 2005, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN, de acordo com a Resolução ANEEL nº 790, de 24 de dezembro de 2002, conforme o Anexo IIA desta Resolução.

Parágrafo único: As tarifas do Anexo IIB estarão em vigor a partir de 22 de abril de 2005, e deverão constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Art. 3º Estabelecer, com vigência a partir de 22 de abril de 2004, a receita anual referente às instalações de conexão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, relativas às demais instalações de transmissão dedicadas à Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN, conforme o Anexo III desta Resolução.

Parágrafo único. As concessionárias CHESF e COSERN deverão celebrar termo aditivo ao Contrato de Conexão, adequando-o ao disposto nesta Resolução.

Art. 4º Fixar o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN, com vigência no período de abril de 2004 a março de 2005, conforme o Anexo IV desta Resolução.

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

(*) Republicada por ter saído com incorreções no Diário Oficial nº 76, de 22 de abril de 2004, Seção 1, páginas 169 a 172.

Republicada no D.O de 07.06.2004, seção 1, p. 77, v. 141, n. 108.

Este texto não substitui o republicado no D.O de 07.06.2004.

ANEXO I

COSERN

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE < => (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R$/kW)	(R$/MWh)	(R$/kW)	(R$/MWh)	(R$/kW)	(R$/MWh)
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		92,66		56,30		36,35
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		158,83		96,51		62,32
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		238,30		144,80		93,50
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		264,76		160,88		103,88

COSERN

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I - Vistoria de unidade consumidora	2,56	3,66	7,32	21,98
II – Aferição de medidor	3,30	5,49	7,32	36,64
III - Verificação de nível de tensão	3,30	5,49	6,59	36,64
IV - Religação normal	2,92	4,02	12,08	36,64
V - Religação de urgência	14,65	21,98	36,64	73,29
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,09	1,09	1,09	2,19

ANEXO I A

COSERN

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE < => (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	(2,9 %) QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R$/kW)	(R$/MWh)	(R$/kW)	(R$/MWh)	(R$/kW)	(R$/MWh)
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 kV a 44 kV)						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	22,21	141,33	45,26	18,25	-23,05	123,08
AS (Subterrâneo)	32,87	147,90	64,39	12,22	-31,52	135,68
B1-RESIDENCIAL:		272,44		165,55		106,89
B2-RURAL		170,86		103,82		67,04
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		118,77		70,13		48,64
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		157,08		95,45		61,63
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		140,44		85,34		55,10
B4b – Bulbo da Lâmpada		154,11		93,64		60,47

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	22,52	5,88	19,40	4,40	3,12	1,48

A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	34,74	11,24	46,29	14,32	-11,55	-3,08
AS (Subterrâneo)	36,35	17,22	64,39	12,22	-28,04	5,00

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMI-DA
A1 (230 kV ou mais)												
A2 (88 a 138 kV)												
A3 (69 kV)	129,77	115,41	83,64	73,12	24,26	21,68	14,08	12,58	105,51	93,73	69,56	60,54
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	181,75	166,51	91,95	81,57	24,26	21,68	14,08	12,58	157,49	144,83	77,87	68,99
AS (Subterrâneo)	190,23	174,28	96,25	85,38	24,26	21,68	14,08	12,58	165,97	152,60	82,17	72,80

COSERN

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	67,57	17,63	58,19	13,21	9,36	4,44
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	104,22	33,71	138,88	42,97	-34,65	-9,24
AS (Subterrâneo)	109,06	51,65	193,18	36,67	-84,12	15,00

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R$/kW)	(R$/kW)	(R$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	11,24	14,32	-3,08
AS (Subterrâneo)	17,22	12,22	5,00

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	910,75	895,57	91,95	81,57	866,97	864,39	14,08	12,58	43,78	31,18	77,87	68,99
AS (Subterrâneo)	953,15	937,22	96,25	85,38	866,97	864,39	14,08	12,58	86,18	72,83	82,17	72,80

COSERN

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R$/kW)	(R$/kW)	(R$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	33,72	42,96	-9,24
AS (Subterrâneo)	51,66	36,66	15,00

TARIFA COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL CONVENCIONAL

4

SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R$/kW)	(R$/MWh)
A4 (2,3 a 25 kV)	5,49	80,52

ANEXO I B

COSERN

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE < => (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	(7,9%) QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
SUBGRUPO	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
	(R$/kW)	(R$/MWh)	(R$/kW)	(R$/MWh)	(R$/kW)	(R$/MWh)
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 kV a 44 kV)						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	23,28	148,20	47,45	19,14	-24,17	129,06
AS (Subterrâneo)	34,46	155,09	67,52	12,82	-33,06	142,27
B3-DEMAIS CLASSES		285,80		173,66		112,14

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	23,62	6,16	20,34	4,62	3,28	1,54
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	36,43	11,78	48,54	15,02	-12,11	-3,24
AS (Subterrâneo)	38,12	18,06	67,52	12,82	-29,40	5,24

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMI-DA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMI-DA	SECA	UMIDA
A1 (230 kV ou mais)												
A2 (88 a 138 kV)												
A3 (69 kV)	136,07	121,02	87,70	76,67	25,44	22,73	14,76	13,20	110,63	98,29	72,94	63,47
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	190,58	174,60	96,42	85,53	25,44	22,73	14,76	13,20	165,14	151,87	81,66	72,33
AS (Subterrâneo)	199,48	182,75	100,93	89,53	25,44	22,73	14,76	13,20	174,04	160,02	86,17	76,33

COSERN

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	70,86	18,48	61,02	13,85	9,84	4,62
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	109,28	35,35	145,63	45,06	-36,33	-9,72
AS (Subterrâneo)	114,36	54,16	202,57	38,46	-88,20	15,72

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R$/Kw)	(R$/kW)	(R$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	11,78	15,02	-3,24
AS (Subterrâneo)	18,06	12,82	5,24

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	955,00	939,09	96,42	85,53	909,10	906,39	14,76	13,20	45,90	32,70	81,66	72,33
AS (Subterrâneo)	999,46	982,76	100,93	89,53	909,10	906,39	14,76	13,20	90,36	76,37	86,17	76,33

COSERN

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R$/kW)	(R$/kW)	(R$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	35,34	45,06	-9,72
AS (Subterrâneo)	54,18	38,46	15,72

ANEXO II

COSERN

LEGENDA:	TUSD + TUST + TE < => (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R$/kW)	(R$/MWh)	(R$/kW)	(R$/MWh)	(R$/kW)	(R$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 kV a 44 kV)						
A4 (2,3 kV a 25 kV)	20,37	129,69	41,52	16,75	-21,15	112,94
AS (Subterrâneo)	30,15	135,72	60,64	11,52	-30,49	124,20
B1-RESIDENCIAL:		249,98		151,90		98,08
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		87,48		53,16		34,32
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		149,96		91,12		58,84
Consumo mensal de 101 a 140 kWh		224,99		136,72		88,27
Consumo mensal superior ao limite regional de 140 kWh		249,98		151,90		98,08
B2-RURAL		156,77		95,26		61,51
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		115,42		68,15		47,27
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		144,13		87,58		56,55
B3-DEMAIS CLASSES		250,09		151,96		98,13
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a – Rede de Distribuição		128,86		78,30		50,56
B4b – Bulbo da Lâmpada		141,41		85,93		55,48

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	20,67	5,39	17,80	4,04	2,87	1,35
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	31,88	10,31	42,48	13,14	-10,60	-2,83
AS (Subterrâneo)	33,36	15,80	60,64	11,52	-27,28	4,28

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMIDA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA
A1 (230 kV ou mais)												
A2 (88 a 138 kV)												
A3 (69 kV)	119,07	105,89	76,75	67,08	22,27	19,89	12,92	11,54	96,80	86,00	63,83	55,54
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	166,77	152,78	84,38	74,84	22,27	19,89	12,92	11,54	144,50	132,89	71,46	63,30
AS (Subterrâneo)	174,55	159,91	88,32	78,34	22,27	19,89	12,92	11,54	152,28	140,02	75,40	66,80

COSERN

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO D					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)		DEMANDA (R$/kW)	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)	62,01	16,17	53,40	12,12	8,61	4,05
A3a (30 a 44 kV)						
A4 (2,3 a 25 kV)	95,64	30,93	127,44	39,42	-31,80	-8,49
AS (Subterrâneo)	100,08	47,40	181,92	34,56	-81,84	12,84

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO E		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R$/kW)	(R$/kW)	(R$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	10,31	13,14	-2,83
AS (Subterrâneo)	15,80	11,52	4,28

COSERN

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO F											
	TUSD + TUST + TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)				ENERGIA (R$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)												
A4 (2,3 a 25 kV)	835,69	821,75	84,38	74,84	795,52	793,14	12,92	11,54	40,17	28,61	71,46	63,30
AS (Subterrâneo)	874,60	859,97	88,32	78,34	795,52	793,14	12,92	11,54	79,08	66,83	75,40	66,80

COSERN

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM –HORO-SAZONAL VERDE	QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R$/kW)	(R$/kW)	(R$/kW)
A3a (30 a 44 kV)			
A4 (2,3 a 25 kV)	30,93	39,42	-8,49
AS (Subterrâneo)	47,40	34,56	12,84

TARIFA COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R$/kW)	(R$/MWh)
A4 (2,3 a 25 kV)	5,04	73,88

COSERN

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO J	
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A	10	10
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO B	-	15

ANEXO IIA

COSERN

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	18,37	4,17
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	43,84	13,56
BT (Menor que 2,3 kV)	62,58	11,88

COSERN

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGO (R$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	13,57	13,57
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	13,57	13,57
BT (Menor que 2,3 kV)	13,57	13,57

COSERN

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	17,80	4,04
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	42,48	13,14

COSERN

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P
	TG
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)
A1 (230 kV ou mais)	
A2 (88 a 138 kV)	
A3 (69 kV)	4,04
A3a (30 a 44 kV)	
A4 (2,3 a 25 kV)	4,04

ANEXO IIB

COSERN

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	17,80	4,04
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	42,48	13,14
BT (Menor que 2,3 kV)	60,64	11,52

COSERN

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGO (R$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	13,15	13,15
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	13,15	13,15
BT (Menor que 2,3 kV)	13,15	13,15

COSERN

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD + TUST	
	DEMANDA (R$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)	17,80	4,04
A3a (30 a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)	42,48	13,14

COSERN

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P
	TG
SUBGRUPO	DEMANDA (R$/kW)
A1 (230 kV ou mais)	
A2 (88 a 138 kV)	
A3 (69 kV)	4,04
A3a (30 a 44 kV)	
A4 (2,3 a 25 kV)	4,04

ANEXO III

COSERN

RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO		
Empresas Transmissoras	Instalações dedicadas à	Valores em R$
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	COSERN	R$ 4.082.630,63

ANEXO IV

COSERN

TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE VALOR NO PERIODO DE ABRIL DE 2004 A MARÇO DE 2005		
CÓDIGO – CONCESSIONÁRIA	TFSEE ANUAL Abr/2004 a Mar/2005	TFSEE MENSAL Abr/2004 a Mar/2005
	Valor em R$	Valor em R$
231-COSERN	R$ 1.263.798,08	R$ 105.316,51

10

VIII – Informações Anuais – IAN da Companhia referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIAÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

4 - DENOMINAÇÃO COMERCIAL	5 - DENOMINAÇÃO SOCIAL ANTERIOR	6 - NIRE
COSERN	COMPANHIA DE SERVIÇOS ELÉTRICOS DO RN	24300000502

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO)	2 - BAIRRO OU DISTRITO
Rua Mermoz, 150	Baldo

3 - CEP	4 - MUNICÍPIO	5 - UF
59025-250	Natal	RN

6 - DDD	7 - TELEFONE	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEX	11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX	14 - FAX
84	215-6104	215-6105	215-6100	-	84	215-6242	-	-

15 - E-MAIL
-

01.03 - DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS

1 - NOME	2 - CARGO
Cássio Valério de Medeiros	Ger. do Depto. de Tesouraria e Finanças

3 - ENDEREÇO COMPLETO	4 - BAIRRO OU DISTRITO	5 - CEP
Rua Mermoz, 150	Baldo	59025-250

6 - MUNICÍPIO	7 - UF	8 - DDD	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEFONE	12 - TELEX
Natal	RN	84	215-6134	215-6159	-	-

13 - DDD	14 - FAX	15 - FAX	16 - FAX	17 - E-MAIL
84	215-6454	215-6242	-	cassio.soares@cosern.com.br

OUTROS LOCAIS DE ATENDIMENTO A ACIONISTAS

18 - ITEM	19 - MUNICÍPIO	20 - UF	21 - DDD	22 - TELEFONE	23 - TELEFONE
01	-	-	-	-	-
02	-	-	-	-	-
02	-	-	-	-	-
02	-	-	-	-	-

01.04 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME	2 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO)
Erik da Costa Breyer	Rua Mermoz, 150

3 - BAIRRO OU DISTRITO	4 - CEP	5 - MUNICÍPIO	6 - UF
Baldo	59025-250	Natal	RN

7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX	12 - DDD	13 - FAX
84	215-6104	215-6105	-	-	84	215-6242

14 - FAX	15 - FAX	16 - E-MAIL
-	-	ebreyer@cosern.com.br

01.05 - REFERÊNCIA / AUDITOR

1 - DATA DE INÍCIO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL
01/01/2003	31/12/2003
3 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO	**4 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO**
01/01/2004	31/12/2004

5 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	6 - CÓDIGO CVM	7 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	8 - CPF DO RESP. TÉCNICO
Deloitte Toutche Tohmatsu - Auditores Independentes	00385-9	José Othon Tavares de Almeida	182.774.975-04

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1- BOLSA DE VALORES ONDE POSSUI REGISTRO	2 - MERCADO DE NEGOCIAÇÃO
[ ] [1] BVBAAL [ ] [2] BVES [ ] [3] BVMESB [ ] [4] BVPP [ ] [5] BVPR [x] [6] BVRG [ ] [7] BVRJ [x] [8] BVSP [ ] [9] BVST	Bolsa

3 - TIPO DE SITUAÇÃO	4 - CÓDIGO DE ATIVIDADE	5 - ATIVIDADE PRINCIPAL
Operacional		Serviço Público de Energia Elétrica

01.07 - CONTROLE ACIONÁRIO / VALORES MOBILIÁRIOS

1 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO
Privada Nacional

2 - VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS PELA CIA.

[x] [1] AÇÕES	[ ] [2] AÇÕES RESGATÁVEIS	[ ] [3] DEBÊNTURES SIMPLES	[ ] [4] DEBÊNTURES CONVERSÍVEIS EM AÇÕES	[ ] [5] PARTES BENEFICIÁRIAS	[ ] [6] BÔNUS DE SUBSCRIÇÃO

01.08 - PUBLICAÇÕES DE DOCUMENTOS

1 - AVISO AOS ACIONISTAS SOBRE DISPONIBILIDADE DAS DFs.	2 - ATA DA AGO QUE APROVOU AS DFs.
27/02/2004	28/04/2004
3 - CONVOCAÇÃO DA AGO PARA APROVAÇÃO DAS DFs.	**4 - PUBLICAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**
12/03/2004	12/03/2004

01.09 - JORNAIS ONDE A CIA. DIVULGA INFORMAÇÕES

1 - ITEM	2 - TÍTULO DO JORNAL	3 - UF
01	DIÁRIO OFICIAL DO ESTADO - DOE	RN
02	VALOR ECONÔMICO	SP

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
26/07/2004	

02.01 - COMPOSIÇÃO ATUAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA

Item	Nome do Administrador	CPF	Data da Eleição	Prazo do Mandato	Código Tipo do Administrador	7 - Função
01	José Roberto Bezerra de Medeiros	069.553.554-49	18/06/2004	18/06/2007	1	Diretor Presidente/Superintendente
02	José Roberto Bezerra de Medeiros	069.553.554-49	18/06/2004	18/06/2007	1	Diretor de Gestão de Ativos
03	Paulo Roberto Dutra	984.752.407-63	18/06/2004	18/06/2007	1	Diretor Comercial
04	Erik da Costa Breyer	955.093.217-68	18/06/2004	18/06/2007	1	Diretor de Relações com Investidores
06	Roseli Schilagi	022.106.988-71	18/06/2004	18/06/2007	1	Dir. de Recursos Humanos e Serv. Gerais
07	Solange Maria Pinto Ribeiro	304.753.094-72	18/06/2004	18/06/2007	1	Dir. de Coordenação Territorial
08	Luiz Eduardo Franco de Abreu	667.153.347-49	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Presidente do Conselho de Administração
09	Mario José Ruiz-Tagle Larrain	058.458.437-74	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Vice-Presidente Cons. de Administração
10	Luciana Freitas Rodrigues	759.395.847-72	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Conselho de Administração (Efetivo)
11	Renato Sobral Pires Chaves	764.238.837-34	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Conselho de Administração (Efetivo)
12	Clyton Ferraz de Paiva	000.925.334-34	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Conselho de Administração (Efetivo)
17	Pablo Canales Abaitua	840.288.825-91	29/03/2004	Até A.G.O/ 2005	2	Conselho de Administração (Efetivo)
18	Luiz Eduardo Gabriel Carvalhosa	153.295.931-15	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Conselho de Administração (Suplente)
19	Borja Garay Ibarreche	058.242.527-18	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Conselho de Administração (Suplente)
20	Eduardo Capelastegui Saiz	819.863.865-20	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Conselho de Administração (Suplente)
21	Francisco Antônio Veiga de Medeiros	221.630.424-72	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Conselho de Administração (Suplente)
22	Marcia Moreira Castelo Branco	976.035.977-49	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Conselho de Administração (Suplente)
23	Fábio de Oliveira Moser	777.109.677-87	29/03/2004	Até A.G.O/2005	2	Conselho de Administração (Suplente)

* Código: 1 - Pertence apenas à Diretoria;
2 - Pertence apenas ao Conselho de Administração;
3 - Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração.

02.02 - EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL E FORMAÇÃO ACADÊMICA DE CADA CONSELHEIRO E DIRETOR

DIRETORIA EXECUTIVA:

JOSÉ ROBERTO BEZERRA DE MEDEIROS

Data de nascimento: 28 de dezembro de 1957.
Engenheiro Elétrico, formado pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Colaborador da COSERN desde 1981, exerceu vários cargos de chefia e gerência. Participou, como representante da COSERN, de grupos de trabalhos e comitês relacionados ao setor de energia elétrica. Atualmente, Diretor Presidente da COSERN, acumulando a função de Diretor de Gestão de Ativos.

PAULO ROBERTO DUTRA

Data de nascimento: 15 de setembro de 1966.
Graduado em Administração de Empresas pela Faculdade Cândido Mendes e pós graduado em Finanças pela FGV/RJ. Foi Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da AES TIETE S.A – AES Corporation e Chefe do Departamento de Custos e Informações Gerenciais da Light Serviços de Eletricidade S.A. Atualmente exerce os cargos Diretor Comercial da COELBA, COSERN e CELPE.

ERIK DA COSTA BREYER

Data de nascimento: 14 de fevereiro de 1971.
Bacharel em Direito pela Universidade Federal Fluminense com MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Dom Cabral, MBA em Finanças e Mercado de Capitais pela Fundação Getúlio Vargas e Mestrado em Administração pela Universidade Federal da Bahia. Foi Gerente de Administração de Fundos de Investimentos do Banco do Brasil. Atualmente, ocupa o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da GUARANIANA S.A., Diretor de Economia, Finanças e de Relações com Investidores da COELBA, COSERN e CELPE, Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores da Itapebi Geração de Energia S.A., membro Titular do Conselho de Administração da CREMER S.A. e Presidente do Conselho de Administração da Petrobahia S.A.

ROSELI SCHILAGI

Data de nascimento: 29 de julho de 1964.
Graduada em Administração de Empresas pela Universidade São Judas Tadeu, MBA Executivo APG, MBA Administração USP/Ford. Foi Diretora de Recursos Humanos e Administração da Americel S.A. e Diretor de Recursos Humanos da Goodyear Brasil. Atualmente exerce o cargo de Diretor de Recursos Humanos da Guaraniana S.A. e Diretor de Recursos Humanos e Serviços Gerais da COELBA, COSERN e CELPE.

SOLANGE MARIA PINTO RIBEIRO

Data de nascimento: 18 de novembro de 1961.
Graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, Mestrado em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ. Foi adjunta da Diretoria Financeira da CHESF, Senior Consultant da National Economic Research Associates e Diretora de Assuntos Regulatórios da ELETROPAULO METROPOLITANA S.A. Atualmente exerce o cargo de Diretor de Regulação da GUARANIANA S.A., Diretor de Coordenação Territorial da COELBA, COSERN e Diretor de Regulação e Tarifas da CELPE.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO (TITULARES):

LUIZ EDUARDO FRANCO DE ABREU

Data de nascimento: 4 de maio de 1960.
Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Especialista em Finanças pelo IBMEC e Mestre em Administração de Empresas pela Duke University. Foi diretor do Banco do Brasília S.A., Ormec Engenharia Ltda. e Pacific do Brasil Comércio Exterior Ltda. Superintendente da Kommar Companhia Marítima S.A.

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN

Data de nascimento: 8 de julho de 1965.
Graduado em Direito pela Universidade Diego Portales em 1990 e pós-graduado em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidad Católica do Chile em 2001. Foi Diretor das empresas Madera Cóndor S.A e Florestal Comaco S.A. Ocupou também os cargos de Diretor Suplente da Sociedad Iberoamericana de Energia – IBENER S.A, Sociedad Inversora Elétrica Andina S.A.

LUCIANA FREITAS RODRIGUES

Data de nascimento: 3 de julho de 1966.
Graduada em Estatística pela Faculdade Estadual do Rio de Janeiro – UERJ, Atuária pela Estácio de Sá, MBA em Finanças pelo IBMEC e Analista de Projetos de Sistemas pelo IBAM. Funcionária de carreira do Banco do Brasil e atualmente a disposição da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI onde exerce o cargo de Técnico Sênior.

RENATO SOBRAL PIRES CHAVES

Data de nascimento: 7 de setembro de 1965.
Graduado e pós-graduado em Ciências Contábeis pela Fundação Getúlio Vargas – RJ, Master em Finanças/Mercado de Capitais pela PUC – RJ e Mestre em Ciências Contábeis pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Funcionário de carreira do Banco do Brasil, atualmente a disposição da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI onde exerce o cargo de Diretor de Participações.

CLAYTON FERRAZ DE PAIVA

Data de nascimento: 3 de julho de 1939.
Graduado em Engenharia Elétrica e Civil, como Engenheiro ajudou em várias equipes na SUDENE. Na CHESF foi Assessor, Chefe de Departamento e Gabinete e Presidente em exercício da FACHESF. Desenvolveu várias atividades no Sindicato dos Engenheiros do Estado de Pernambuco.

PABLO CANALES ABAITUA

Data de nascimento: 19 de fevereiro de 1969.
Economista formado pela Universidade Comercial de Deusto em Bilbao e Pós-Graduado pela Universidade de Carlos III em Madri. Exerceu o Cargo de Administrador na El Mundo del País Vasco atuando na Contabilidade e Controle Interno; Auditor na Andersen. De 1995 a 2000 ocupou o cargo de Controle de Gestão no Grupo Iberdrola na cidade de Bilbao.

PEDRO DAMÁSIO COSTA NETO

Data de nascimento: 11 de fevereiro de 1953.
Graduado em Engenharia Elétrica e Administração de Empresas pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Engenheiro da COSERN desde agosto de 1977, atualmente Diretor Administrativo do Sindicato dos Trabalhadores na Indústria Energética e Empresas Prestadoras de Serviço no Setor Elétrico e Similares no Estado do Rio Grande do Norte – SINTERN e representante dos empregados no Conselho de Administração da COSERN.

CONSELHO FISCAL (TITULARES):

FRANCESCO GÁUDIO

Data de nascimento: 12 de novembro de 1946.
Graduado em Ciências Contábeis e Administração de Empresas pela Faculdade de Ciências Contábeis e Administrativas Moraes Júnior. Sólida experiência profissional adquirida em empresas de grande porte do setor financeiro tais como Banco Dracma S.A., Mesbla Serviços Financeiros S.A. e Fininvest S.A. Membro do Conselho Fiscal da COSERN, COELBA e CELPE.

ANTÔNIO CARLOS LIMA RIOS

Data de nascimento: 1º de junho de 1960.
Formado em Ciências Econômicas e pós-graduado em Finanças e Análises de Investimentos pela Universidade Estadual de Feira de Santana – UEFS. Foi membro dos Conselhos Fiscais da PREVI – Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil e ANABB – Associação Nacional dos Funcionários do Banco do Brasil, membro do Conselho de Usuários da CASSI – Caixa de Assistência dos Funcionários do Banco do Brasil. Atualmente é membro do Conselho Municipal de Segurança Alimentar da Secretaria Municipal de Desenvolvimento e Ação Social do Município de Feira de Santana e do Conselho Fiscal da COSERN.

FRANCISCO DJALMA DE OLIVEIRA

Data de nascimento: 15 de dezembro de 1962.
Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Regional do RN – URRN, em Agronomia pela Escola Superior de Agricultura de Mossoró e Mestre em Administração pela Universidade Federal da Bahia – UFBA. Funcionário do Banco do Brasil desde 1983, atualmente é Gerente de Divisão na Unidade de Estratégia e Organização em Brasília – DF e membro do Conselho Fiscal da COSERN.

03.01. Eventos Relativos à Distribuição do Capital

Evento-Base	Data do Evento	Pessoas Físicas e Jurídicas	Investidores Institucionais	Acordo de Acionistas	Ações Preferenciais com Direito a Voto	Ações Preferenciais com Direito a Voto	Data do Último Acordo de Acionistas
Ago/Age	29/03/2004	-	-	Não	Não	-	-

03.02. Posição Acionária dos Acionistas com mais de 5% de Ações com Direito a Voto

Item	Nome/Razão Social	CPF/CNPJ	Nacionalidade	UF	Ações Ordinárias (Mil)	%	Ações Preferenciais (Mil)	%	Total de Ações (Mil)	%	Comp. Cap. Soc.	Part. no Acordo de Acionistas	Controlador
01	Cia. de Elet. do Estado da Bahia - Coelba	15.139.629-0001/94	Brasileira	BA	80.946	62,39	32.340	84,38	113.286	67,40	31/12/2003	-	Sim
02	Guaraniana	01.083.200-0001/18	Brasileira	RJ	39.678	30,58	2.748	7,17	42.426	25,24	31/12/2003	-	Sim
03	Uptick Participações S.A.	02.162.616-0001/94	Brasileira	RJ	7.577	5,84	2.204	5,75	9.781	5,82	31/12/2003	-	Sim
97	Ações em Tesouraria				0	0,00	-	0,00	-	0,00			
98	Outros				1.545	1,19	1.036	2,70	2.581	1,54			
99	Total				129.746	100,00	38.328	100,00	168.074	100,00			

03.03 - Distribuição do Capital Social dos Controladores até o Nível de Pessoa Física

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01	Cia. de Elet. do Estado da Bahia - Coelba	31/12/2003

Item	Nome/Razão Social	CPF/CNPJ	Nacionalidade	UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/ Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
0101	Guaraniana S.A.	01.083.200-0001/18	Brasileira	RJ	9.812.071.773	89,77	6.717.880.759	85,17	16.529.952.532	89,77	31/12/2003
0102	Outros				1.118.379.885	10,23	1.169.401.499	14,83	2.287.781.384	10,23	31/12/2003
0199	Total				10.930.451.658	100,00	7.887.282.258	100,00	18.817.733.916	100,00	

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
0101	Guaraniana S.A.	31/12/2003

010101	Iberdrola Energia S.A.	Brasileira	2.281.748.135	39,00	-	0,00	2.281.748.135	39,00	31/12/2003
010102	Previ - Caixa Previdência Funcionários BB	Brasileira	1.301.396.223	22,24	-	0,00	1.301.396.223	22,24	31/12/2003
010103	521 Participações	Brasileira	1.948.751.314	17,93	-	0,00	1.948.751.314	17,93	31/12/2003
010104	Fundo Mút. Inv. Ações Cart. Liv. BB Ações PR	Brasileira	379.521.390	6,49	-	0,00	379.521.390	6,49	31/12/2003
010105	BB - Banco de Investimento S.A.	Brasileira	448.868.494	7,67	-	0,00	448.868.494	7,67	31/12/2003
010106	Fundo Mútuo Inv. Ações Cart. Liv. BB Cart L	Brasileira	323.857.717	5,53	-	0,00	323.857.717	5,53	31/12/2003
010107	Brasil Cap. Capitalização S.A.	Brasileira	66.492.991	1,14	-	0,00	66.492.991	1,14	31/12/2003
010108	Outros		20	0,00	-	0,00	20	0,00	31/12/2003
010199	Total		6.750.636.284	100,00	-	0,00	6.750.636.284	100,00	

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
010101	Iberdola Energia S.A.	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
010102	Previ-Caixa Previdência Funcionários BB	31/12/2003

03.03 - Distribuição do Capital Social dos Controladores até o Nível de Pessoa Física

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
010103	521 Participações	31/12/2003

Item	Nome/Razão Social	CPF/CNPJ	Nacionalidade	UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/ Cotas Total (Unidades)	%	Data Comp. Cap. Soc.
01010301	FM Ações BB Carteira Livre		Brasileira		2.426.164	81,51	-	0,00	2.426.164	81,51	31/12/2003
01010302	FIFI BB Renda Fixa		Brasileira		560.468	18,49	0,00	560.468	18,49	-	31/12/2003
01010399	Total				2.986.632	100,00	-	0,00	2.986.632	100,00	

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010301	FM Ações BB Carteira Livre	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010301	FIFI BB Renda Fixa	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
010104	Fundo Mút. Inv. Ações Cart. Liv. BB Ações PR	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
010105	BB - Banco de Investimento S.A.	31/12/2003

Item	Nome/Razão Social	CPF/CNPJ	Nacionalidade	UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/ Cotas Total (Unidades)	%	Data Comp. Cap. Soc.
01010501	Tesouro Nacional		Brasileira		533.507.414.282	71,80	-	0,00	533.507.414.282	71,80	31/12/2003
01010502	Previ - Cx. de Previdência Func. do BB		Brasileira		102.536.550.024	13,80	-	0,00	102.536.550.024	13,80	31/12/2003
01010503	BNDES		Brasileira		42.985.035.230	5,80	-	0,00	42.985.035.230	5,80	31/12/2003
01010504	Outros				64.246.506.962	8,60	-	0,00	64.246.506.962	8,60	31/12/2003
01010599	Total				743.275.506.498	100,00	-	0,00	743.275.506.498	100,00	

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010501	Tesouro Nacional	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010502	Previ - Cx. de Previdência Func. do BB	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010503	BNDES	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010504	Outros	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
010106	Fundo Mútuo Inv. Ações Cart. Liv. BB Cart. L	31/12/2003

03.03 - Distribuição do Capital Social dos Controladores até o Nível de Pessoa Física

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
010107	Brasil Cap. Capitalização S.A.	31/12/2003

Item	Nome/Razão Social	CPF/CNPJ	Nacionalidade	UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/ Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
01010701	Banco do Brasil S.A.		Brasileira		161.967.594	49,99	-	0,00	161.967.594	49,99	31/12/2003
01010702	Sul América Capitalização S.A.		Brasileira		54.010.798	16,67	-	0,00	54.010.798	16,67	31/12/2003
01010703	Icatu Hartford Capitalização S.A.		Brasileira		54.010.796	16,67	-	0,00	54.010.796	16,67	31/12/2003
01010704	Companhia de Seguros Aliança da Bahia		Brasileira		51.197.799	15,80	-	0,00	51.197.799	15,80	31/12/2003
01010705	Outros				2.813.011	0,87	-	0,00	2.813.011	0,87	31/12/2003
01010799	Total				323.999.998	100,00	-	0,00	323.999.998	100,00	

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010701	Banco do Brasil S/A	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010702	Sul América Capitalização S/A	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010703	Icatu Hartford Capitalização S/A	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010704	Comapnhia de Seguros Aliança da Bahia	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
01010705	Outros	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
010108	Outros	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
02	Guaraniana	31/12/2003

0201	Iberdrola Energia S.A. Espanha	2.281.748.135			39,00	-		0,00	2.281.748.135	39,00	31/12/2003
0202	Previ - Caixa de Previdência Func. do BB	33.754.482-0001/24	Brasileira	Rj	1.301.396.223	22,24	-	0,00	1.301.396.223	22,24	31/12/2003
0204	Fundo M. Inv. Ações C. Liv. BB Ações Price	73.899.742-0001/74	Brasileira		379.521.390	6,49	-	0,00	379.521.390	6,49	31/12/2003
0205	BB - Banco de Investimento S.A.		Brasielira		448.868.494	7,67	-	0,00	448.868.494	7,67	31/12/2003
0206	Fundo M. Inv. Ações C. Livre - BB C. Livre I		Brasileira		323.857.717	5,53	-	0,00	323.857.717	5,53	31/12/2003
0207	Brasil Cap. Capitalização S.A.		Brasileira		66.492.901	1,14	-	0,00	66.492.901	1,14	31/12/2003
0210	521 Participações		Brasileira	Rj	1.048.751.314	17,93	-	0,00	1.048.751.314	17,93	31/12/2003
0211	Outros				20	0,00	-	0,00	20	0,00	31/12/2003
0299	Total				5.850.636.194	100,00		0,00	5.850.636.194	100,00	

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
0201	Iberdola Energia S.A.	31/12/2003

03.03 - Distribuição do Capital Social dos Controladores até o Nível de Pessoa Física

Item	Nome/Razão Social	CPF/CNPJ	Nacionalidade	UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/ Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	**Controladora/Investidora**										**Data Comp. Cap. Soc.**
0202	Previ - Cx. de Previdência Func. do BB										31/12/2003
Item	**Controladora/Investidora**										**Data Comp. Cap. Soc.**
0204	Fundo M. Inv. Ações C. Liv. BB Açoes Price										31/12/2003
Item	**Controladora/Investidora**										**Data Comp. Cap. Soc.**
0205	BB - Brasil de Investimento S.A.										31/12/2003
020501	Tesouro Nacional		Brasileira		533.507.414.282	71,80	-	0,00	533.507.414.282	71,80	31/12/2003
020502	Previ - Cx. de Previdência dos Funcionários		Brasileira		102.536.550.024	13,80	-	0,00	102.536.550.024	13,80	31/12/2003
020503	BNDES		Brasileira		42.985.035.230	5,80	-	0,00	42.985.035.230	5,80	31/12/2003
020504	Outros				64.246.506.962	8,60	-	0,00	64.246.506.962	8,60	31/12/2003
020599	Total				743.275.506.498	100,00	-	0,00	743.275.506.498	100,00	
Item	**Controladora/Investidora**										**Data Comp. Cap. Soc.**
020501	Tesouro Nacional										31/12/2003
Item	**Controladora/Investidora**										**Data Comp. Cap. Soc.**
020502	Previ - Cx. de Previdência dos Funcionários										31/12/2003
Item	**Controladora/Investidora**										**Data Comp. Cap. Soc.**
020503	BNDES										31/12/2003
Item	**Controladora/Investidora**										**Data Comp. Cap. Soc.**
020504	Outros										31/12/2003
Item	**Controladora/Investidora**										**Data Comp. Cap. Soc.**
0206	Fundo M. Inv. Ações C.Liv-BB Açoes Price										31/12/2003
Item	**Controladora/Investidora**										**Data Comp. Cap. Soc.**
0207	Brasil Cap. Capitalização S/A										31/12/2003
020701	Banco do Brasil S/A		Brasileira		161.967.594	49,99	-	0,00	161.967.594	49,99	31/12/2003
020702	Sul America Capitalização S/A		Brasileira		54.010.798	16,67	-	0,00	54.010.798	16,67	31/12/2003
020703	Icatu Hartford Capitalização S/A		Brasileira		54.010.796	16,67	-	0,00	54.010.796	16,67	31/12/2003
020704	Companhia de Seguros Aliança da Bahia		Brasileira		51.197.799	15,80	-	0,00	51.197.799	15,80	31/12/2003
020705	Outros				2.813.011	0,87	-	0,00	2.813.011	0,87	31/12/2003
020799	Total				323.999.998	100,00	-	0,00	323.999.998	100,00	

03.03 - Distribuição do Capital Social dos Controladores até o Nível de Pessoa Física

Item	Nome/Razão Social	CPF/CNPJ	Nacionalidade	UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/ Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	**Controladora/Investidora**										**Data Comp. Cap. Soc.**
020701	Banco do Brasil S.A.										31/12/2003
02070101	Tesouro Nacional		Brasileira		533.507.414.282	71,80	-	0,00	533.507.414.282	71,80	31/12/2003
02070102	Previ - Cx. Previdência Funcionários BB		Brasileira		102.536.550.024	13,80	-	0,00	102.536.550.024	13,80	31/12/2003
02070103	BNDES		Brasileira		42.985.035.230	5,80	-	0,00	42.985.035.230	5,80	31/12/2003
02070104	Outros				64.246.506.962	8,60	-	0,00	64.246.506.962	8,60	31/12/2003
02070199	Total				743.275.506.498	100,00	-	0,00	743.275.506.498	100,00	

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
02070101	Tesouro Nacional	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
02070102	Previ - Cx. de Previdência Funcionários BB	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
02070103	BNDES	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
02070104	Outros	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
020702	Sul América Capitalização S.A.	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
020703	Icatu Hartford Capitalização S.A.	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
020704	Companhia de Seguros Aliança da Bahia	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
020705	Outros	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora										Data Comp. Cap. Soc.
0210	521 Participações										31/12/2003
021001	FM Ações BB Carteira Livre		Brasileira		2.426.164	81,51	-	0,00	2.426.164	81,51	31/12/2003
021002	FIFI BB Renda Fixa		Brasileira		560.458	18,49	-	0,00	560.458	18,49	31/12/2003
021099	Total				2.986.622	100,00	-	0,00	2.986.622	100,00	

03.03 - Distribuição do Capital Social dos Controladores até o Nível de Pessoa Física

Item	Nome/Razão Social	CPF/CNPJ	Nacionalidade	UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/ Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
021001	FM Ações BB Carteira Livre	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
021002	FIFI BB Renda fixa	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
0211	Outros	31/12/2003

Item	Controladora/Investidora	Data Comp. Cap. Soc.
03	Uptick Participações S/A	31/12/2003

04.01 - Composição do Capital Social

Data da Última Alteração: 29/12/2000

Item	Espécie das Ações	Nominativa ou Escritural	Valor Nominal (Reais)	Qtd. de Ações (Mil)	Subscrito (Reais Mil)	Integralizado (Reais Mil)
01	Ordinárias	Escritural	-	129.746	108.393	108.393
02	Preferenciais	-	-	-	-	-
03	Preferenciais Classe A	Escritural	-	20.606	17.215	17.215
04	Preferenciais Classe B	Escritural	-	17.722	14.805	14.805
05	Preferenciais Classe C	-	-	-	-	-
06	Preferenciais Classe D	-	-	-	-	-
07	Preferenciais Classe E	-	-	-	-	-
08	Preferenciais Classe F	-	-	-	-	-
09	Preferenciais Classe G	-	-	-	-	-
10	Preferenciais Classe H	-	-	-	-	-
11	Prefer. Outras Classes	-	-	-	-	-
99	Totais	-	168.074	-	140.413	140.413

04.04 - Capital Social Autorizado

Quantidade (Mil)	Valor (Reais mil)	Data da Autorização
	-	-

04.05 - Composição do Capital Autorizado

Item	Espécie	Classe	Quantidade de Ações Autorizadas à Emissão (Mil)

06.01 - Proventos Distribuídos nos Três Últimos Anos

Item	Provento	Aprovação da Distribuição Evento	Data da Aprovação Distribuição	Término do Exercício Social	Lucro ou Prejuízo Líquido no Período (Reais Mil)	Valor do Provento por Ação	Espécie das Ações	Classe das Ações	Montante do Provento (Reais Mil)	Data de Início de Pagamento
01	Dividendo	AGE	29/03/2004	31/12/2003	57.825	0,4814658000	Ordinária	-	62.468	31/03/2004
02	Dividendo	AGE	29/03/2004	31/12/2003	57.825	0,5296124000	Preferencial	-	20.299	31/03/2004
03	Dividendo	AGO	29/03/2004	31/12/2003	57.825	0,2249073000	Ordinária	-	29.181	31/03/2004
04	Dividendo	AGO	29/03/2004	31/12/2003	57.825	0,2473980000	Preferencial	-	9.482	31/03/2004
05	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	29/12/2003	31/12/2003	57.825	0,0968085000	Ordinária	-	12.561	30/01/2004
06	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	29/12/2003	31/12/2002	57.825	0,0968085000	Preferencial	-	3.710	30/01/2004
07	Dividendo	AGO	28/04/2003	31/12/2002	30.704	0,0424201000	Ordinária	-	5.504	28/11/2003
08	Dividendo	AGO	28/04/2003	31/12/2002	30.704	0,0466621000	Preferencial	-	1.788	28/11/2003
09	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	31/12/2001	31/12/2001	102.932	0,2292356000	Ordinária	-	29.742	29/11/2002
10	Juros sobre o Capital Próprio	RCA	31/12/2001	31/12/2001	109.932	0,2292356000	Preferencial	-	8.786	29/11/2002

06.03 - Disposições Estatutárias do Capital Social

Item	Espécie da Ação	Classe da Ação	% do Capital Social	% Tipo Dividendo Fixo	% Tipo Dividendo Mínimo	% Tipo Dividendo Cumulativo	Base de Cálculo	Prev. Reembolso de Capital	Prêmio	Direito a Voto
01	Ordinária		77,20	0,00	25,00	0,00	Baseado No Lucro	Não	Não	
02	Preferencial	A	12,26	0,00	0,00	0,00	Baseado No Lucro	Sim	Não	Não
03	Preferencial	B	10,54	0,00	0,00	0,00	Baseado No Lucro	Não	Não	Não

06.04 - Modificação Estatutária

Data da Última Modificação do Estatuto	Dividendo Obrigatório (% do Lucro)
30/09/2003	25,00

07.01 - Remuneração e Participação dos Administradores no Lucro

Participação dos Administradores no Lucro	Valor da Remuneração Global dos Administradores (Reais Mil)	Periodicidade
Sim	3.043	Anual

07.02 - PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1 - Data Final do Último Exercício Social: 31/12/2003
2 - Data Final do Penúltimo Exercício Social: 31/12/2002
3 - Data Final do Antepenúltimo Exercício Social: 31/12/2001

Item	Descrição das Participações e Contribuições	Valor do Último Exercício (Reais Mil)	Valor do Penúltimo Exercício (Reais Mil)	Valor do Antepenúltimo Exercício (Reais Mil)
01	Participações - Debenturistas	-	-	-
02	Participações - Empregados	-	-	-
03	Participações - Administradores	-	-	-
04	Participações - Partes Beneficiárias	-	-	-
05	Contribuições Fundo Assistência	-	-	-
06	Contribuições Fundo Previdência	-	-	-
07	Outras Contribuições	-	-	-
08	Lucro Líquido no Exercício	57.825	30.704	102.929
09	Prejuízo Líquido no Exercício	-	-	-

09.01 - BREVE HISTÓRICO DA EMPRESA

A Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte – COSERN, foi criada como uma sociedade de economia mista, controlada pelo Governo do Estado do Rio Grande do Norte, através da Lei nº 2.721, de 14 de dezembro de 1961, tendo por objetivo promover a produção, o aproveitamento e o comércio, sob qualquer modalidade, de energia elétrica através do Dec. Federal nº 1.302, de 3 de agosto de 1962.

Em 1968, com um total de 45 municípios já energizados, a COSERN adquiriu o acervo da Companhia Força e Luz do Nordeste do Brasil – CFLNB, que atendia à capital do estado e em 1972 incorporou a Companhia de Melhoramentos Mossoró S.A. – COMENSA.

No dia 22 de dezembro de 1987, o Governo do Estado sancionou a Lei nº 5.694 que modificou o artigo 1º da Lei nº 2.721, alterando o objeto social da COSERN para "promover o estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção, transformação, transporte e armazenamento, distribuição e comércio de energia elétrica." Com a ampliação do seu objeto social, a empresa passou a adotar a denominação de COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN.

Em 12 de dezembro de 1997, realizou-se na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, o leilão de privatização da COSERN. Assim, a partir de 18 de dezembro de 1997, a COSERN passou a ser controlada por um consórcio formado pelas empresas: Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA, Guaraniana S.A. e diversas Fundações de Previdência Privada. Como operadora foi contratada a empresa IBERDROLA ENERGIA, de origem espanhola.

Cumprindo o compromisso assumido na privatização, de investir no Rio Grande do Norte, a COSERN realizou intervenções no sistema de transmissão e distribuição, na estrutura organizacional e adotou novos procedimentos operacionais que proporcionaram ganhos significativos na qualidade do fornecimento de energia e no atendimento aos clientes.

Como conseqüência das mudanças implementadas a COSERN foi vencedora do Prêmio ABRADEE 2000, na categoria "Maior Evolução do Desempenho", concorrendo com 33 empresas de energia elétrica do país. Neste prêmio foram avaliados os indicadores com base nas informações e desempenho das empresas durante o ano de 1999.

No ano de 2001, foi novamente premiada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, que a considerou a "Melhor Distribuidora da Região Nordeste" e "Melhor Gestão Econômico – Financeira do Brasil", o que demonstra que a Empresa continua em seu firme propósito de tornar-se uma empresa cada vez melhor.

A COSERN busca atender às necessidades de seus clientes, oferecendo serviços de qualidade. Em 2002, na última Pesquisa da ANEEL, quanto à satisfação do Consumidor, a Empresa obteve um excelente desempenho, ficando em 12º lugar, envolvendo exclusivamente as empresas participantes da ABRADEE. Na pontuação de Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil, valendo o Prêmio ABRADEE, ficou em 16º lugar. Na Categoria Melhor Gestão Econômico-Financeira do Brasil, foi finalista, ficando em 2º lugar. No quesito Responsabilidade Social, a COSERN manteve a boa posição do ano anterior, chegando ao 5º lugar, entre as 44 Empresas distribuidoras de energia elétrica participantes do prêmio.

No ano de 2003, foi novamente premiada Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, que considerou a "Melhor Distribuidora da Região Nordeste", 5ª melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil. Prêmio SESI de "Qualidade no Trabalho do RN", 1º lugar na categoria grande empresa. Na Pesquisa de Satisfação do Cliente 2003 realizada pela Comissão de Integração Energética Regional – CIER Internacional, a COSERN obteve a 4ª posição no Índice de Satisfação da Qualidade Percebida e a 10ª no Índice de Desempenho na Área de Qualidade. A CIER congrega, além de diversas empresas do setor elétrico brasileiro, empresas de 9 países da América do Sul e mais 5 associadas dos países: México, França, Espanha, Portugal e Canadá.

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

PANORAMA GERAL

De acordo com o artigo 21, inciso II, alínea b, da Constituição Federal, a exploração dos serviços de energia elétrica está a cargo da União, que poderá exercê-la de forma direta ou mediante autorização, concessão ou permissão. Os potenciais de energia hidráulica, por seu turno, dada a sua importância para o desenvolvimento econômico do País, são de propriedade exclusiva da União, como estabelece o Artigo 20, inciso VII, da Constituição Federal.

Ao optar pela exploração indireta de serviços de energia elétrica, a União impõe as seguintes obrigações às concessionárias: (i) montagem, manutenção e desenvolvimento do serviço; e (ii) cumprimento das exigências de fiscalização, instituídas pela ANEEL, abrangendo aspectos técnicos, contábeis e financeiros.

Essas obrigações decorrem da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, do princípio constitucional que obriga a concessionária a manter serviços adequados, melhorá-los e expandi-los, sendo-lhe assegurado, em contrapartida, o equilíbrio econômico e financeiro do seu investimento, através da fixação de tarifas, revistas periodicamente.

Estrutura do Setor Elétrico

Nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro tem passado por uma reestruturação substancial, acompanhando a tendência mundial de desverticalização das atividades empreendidas, caracterizada pela separação das atividades de geração, transmissão e distribuição em pessoas jurídicas diferentes. Além disso, o novo modelo foi formatado de modo a permitir que as empresas do setor elétrico sejam administradas por entidades privadas que possam concorrer entre si.

Para dar forma a essa reestruturação foram criados: (i) o sistema de livre negociação de energia elétrica entre agentes do setor elétrico; (ii) a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; (iii) o Mercado Atacadista de Energia – MAE; e (iv) o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS .

Em função do que ocorreu em 2001 e 2002 e da insegurança que gerou no setor elétrico, principalmente relativo ao planejamento, o Governo Federal através do Ministério de Minas editou às Medidas Provisórias nº 144 e 145, de 10 de dezembro de 2003, juntamente com o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, de 11 de dezembro de 2003, onde cria novos agentes, quais sejam:

(i) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: instituído no âmbito do MME, com função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento;

(ii) Empresa de Pesquisa Energética – EPE: instituição técnica especializada, com o objetivo principal de desenvolver os estudos necessários ao exercício, pelo MME, da função de efetuar o planejamento energético; e

(iii) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: instituição que sucederá ao Mercado Atacadista de Energia – MAE, incorporando as estruturas organizacionais relevantes, em particular a contabilização e a liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrar os contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados.

Foram feitas também algumas alterações e reforços no papel de alguns dos agentes intitucionais existentes, destacando-se a atribuição do exercício do Poder Concedente ao MME e a ampliação da autonomia do ONS, que passa a ter uma diretoria com mandato fixo e não coincidente, semelhante ao das agências reguladoras.

O novo modelo proposto tem como objetivos principais a modicidade tarifária, a segurança do suprimento, a estabilidade do marco regulatório e a inserção social no setor elétrico.

Nos termos do Contrato de Concessão de Distribuição nº 08/98 – ANEEL, de 31/12/97, a COSERN detém o direito de exploração do Serviço Público de Distribuição de Energia, do Estado do Rio Grande do Norte, por um prazo de 30 (trinta) anos, passível de ser prorrogado por igual período, a critério exclusivo do Poder Concedente.

Tarifas

As tarifas são cobradas pela COSERN com base nos seguintes fatores: (i) classificação do consumidor em relação aos grupos de demanda (A e B); (ii) potência demandada e efetivamente consumida; (iii) energia efetivamente consumida; (iv) meses do ano em que é efetuado o fornecimento; e (v) o horário de fornecimento.

Os critérios expostos acima são utilizados na definição de dois sistemas tarifários: (i) o sistema tarifário horário sazonal, e (ii) o sistema tarifário convencional.

O sistema horo-sazonal é aplicável somente aos consumidores do grupo A (aqueles cuja tensão demandada seja superior a 13,8 kV). Os consumidores desse grupo pagam, de acordo com esse sistema: (i) pela potência contratada e efetivamente consumida, e (ii) pela quantidade de energia efetivamente consumida. O valor da tarifa é calculado com base no horário (de ponta ou fora de ponta) e nos meses (áridos ou chuvosos) de fornecimento.

O sistema tarifário convencional é aplicável a todos os consumidores do Grupo B e aos consumidores do Grupo A que não optarem pelo sistema horo-sazonal, sendo calculado sobre a energia efetivamente consumida, sem considerar horário ou sazonalidade. Em relação a estes consumidores do Grupo A, é aplicado um adicional à tarifa convencional em função do maior dos valores obtidos entre a demanda máxima registrada ou a contratada.

As tarifas estão sujeitas aos seguintes procedimentos de reajuste e revisão: (i) reajuste anual, com base em uma fórmula que visa a (a) compensar variações nos custos da COSERN representados pela cota da Reserva Global de Reversão – RGR, pelas cotas da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS, uso da Rede Básica, pela Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica – TFSEE, encargos de conexão e pela compra de energia elétrica para revenda, e (b) atualizar a parte das tarifas que não corresponda àqueles custos (excluídos o ICMS) por índice de inflação (o IGP-M ou índice que o substitua); (ii) revisão extraordinária, que pode ser solicitada pela COSERN a qualquer tempo, caso ocorram alterações significativas nos seus custos (incluindo alterações devidas a mudanças nas tarifas de compra de energia, a mudanças nos encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, ou à criação, alteração ou extinção de tributos, exceto o imposto sobre a renda), de modo a restaurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão; e (iii) revisão periódica, que deve ter lugar um ano após o quinto reajuste anual concedido em abril de 2003 e, depois disto, a cada cinco anos, para que o Poder Concedente possa rever as tarifas, para mais ou para menos, considerando eventuais alterações na estrutura de custos e de mercado da COSERN, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional e a necessidade de promover a eficiência e a modicidade das tarifas. Adicionalmente se determina o Fator X de forma a contemplar mudanças na produtividade não associadas a gestão da Empresa durante o período tarifário posterior a revisão.

O Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE

O Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE é um mercado livre de energia cuja área de abrangência são os sistemas interligados e do qual devem participar, obrigatoriamente, (i) geradores com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, (ii) concessionários, permissionários ou autorizados que exerçam a atividade de comercialização de energia elétrica e cujo volume comercializado seja igual ou superior a 300 GWh/ano e (iii) importadores ou exportadores de energia elétrica com carga igual ou superior a 50 MW. Facultativamente, podem participar do MAE os geradores e agentes de comercialização de energia que não atinjam valores inferiores aos acima referidos, assim como Consumidores Livres. A faculdade de participar do MAE é reservada ainda aos Autoprodutores de energia elétrica e cogeradores, cujas centrais geradoras tenham capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações, estejam diretamente conectadas às instalações de consumo.

Os direitos, obrigações e as condições para ingresso e exclusão de seus membros, as condições de sua administração e gestão econômico-financeira, as suas regras comerciais e outros aspectos do MAE são regulados pelo Acordo de Mercado, instrumento homologado pela ANEEL através da Resolução nº 18, de 28 de janeiro de 1999 e firmado por todos os participantes.

Através do MAE são celebrados contratos de compra e venda de energia elétrica no sistema interligado entre participantes, sob preços, volumes e prazos livremente negociados (“Contratos Bilaterais”). O MAE possui também um segmento de mercado para negociação de montantes de energia que não forem objeto de Contratos Bilaterais e de eventuais sobras daqueles Contratos. Neste sistema (“Mercado de Curto Prazo”), os preços são fixados segundo as regras do Acordo de Mercado e da ANEEL. No entanto, nos termos do art. 1º da Resolução nº 091, de 27 de fevereiro de 2003, da ANEEL, do montante de energia comercializado por participantes do MAE, com consumidores finais, pelo menos 95% deverá ter garantia física de energia produzida por usinas próprias ou garantia por contratos de compra de energia com prazo e duração igual ou superior a 6 (seis) meses em qualquer submercado.

No novo modelo proposto o MAE será substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A CCEE absorverá as funções atuais e incorporará todas as estruturas organizacionais e operacionais do MAE. A estrutura de governança tambem será semelhante à do MAE. A principal diferença é que o Presidente do Consellho de Administração será indicado pelo MME, que passará a ter poder de veto nas deliberações que conflitarem com as políticas ou as diretrizes do Governo. A CCEE apurará a tarifa de suprimento para os distribuidores a ser considerada pela ANEEL na formação das tarifas de fornecimento aos consumidores regulados.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS foi criado pela Lei nº 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/98. Entre outras atribuições, compete ao ONS: (i) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados, (ii) a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos, (iii) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais, (iv) a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso e (v) a definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, sujeitas à aprovação da ANEEL. Integram ainda as atribuições do ONS as novas funções relativas à administração do transporte de energia, incluindo a definição das regras de operação da rede básica de transmissão, que devem assegurar o livre acesso à rede, a contabilização e cobrança dos encargos de transmissão e serviços ancilares, e a definição das ampliações e reforços necessários na rede básica.

Em 1º de março de 1999, com a Resolução nº 351/98 da ANEEL, o ONS efetivamente assumiu as funções de supervisão e controle da operação da Rede Básica, envolvendo a pré-operação, a operação em tempo real e a pós-operação. Nessa data, foram transferidos para o ONS o Centro Nacional de Operação dos Sistemas e os centros de operação das supridoras regionais do Sistema Eletrobrás. Para o perfeito cumprimento dessa função, o ONS passou a contratar os serviços de centros de operação de outras empresas.

O Governo Federal, através da Medida Provisória nº 1.819, de 31 de março de 1999, dilatou o período de transição de nove meses previsto na Lei nº 9.648/98 para até 26 de março de 2000, de modo que as funções de planejamento e programação eletroenergética continuaram, até esta data, a ser desempenhadas pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada – GCOI.

O ONS é pessoa jurídica de direito privado constituída sob a forma de associação civil e possuindo os órgãos de uma sociedade anônima, quais sejam, Assembléia Geral, Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal. Além desses órgãos típicos da sociedade anônima, o ONS possui também um Comitê de Arbitragem para solucionar os litígios em sua área de atuação e um Comitê de Auditoria para assegurar a adequação dos controles internos.

O ONS possui membros associados e membros participantes. São membros associados os agentes de geração com usinas despachadas centralizadamente, os agentes de transmissão com instalações na rede básica, os agentes de importação com autorização para implantação de sistemas de transmissão para a importação de energia, os agentes de exportação com autorização para implantação de sistemas de transmissão para a exportação de energia, os agentes de distribuição que distribuam através de suas instalações montante de energia superior a 300 GWh/ano e os Consumidores Livres conectados da rede básica e optantes da participação. Os membros associados possuem direito a voto e estão divididos em três categorias, quais sejam, consumo, transporte e produção, contando as categorias consumo e produção com o triplo do número de votos atribuído à categoria transporte.

São membros participantes, sem direito a voto, o representante do Poder Concedente, através do Ministério de Minas e Energia, e o representante dos Conselhos de Consumidores. O representante do Poder Concedente possui direito de veto em relação às deliberações que conflitem com as diretrizes e as políticas governamentais para o setor de energia elétrica.

Em 10 de dezembro de 2003, foi editada a Medida Provisória nº 144 que altera os artigos 13 e 14 da Lei nº 9.648/98. Relativo ao artigo 13 da Lei nº 9.648/98, o ONS passará a executar os serviços mediante autorização do Poder Concedente Ministério de Minas e Energia – MME, sendo fiscalizado e regulado pela ANEEL. Constituirão atribuições do ONS: propor ao Poder concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem com os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão e propor regras para a operação das instalações de transmissão de rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL. O artigo 14, parágrafo 1º, teve como principal alteração a formação da direção do ONS, que passa a ser dirigida por um Diretor-Geral e quatro Diretores, em regime de colegiado, sendo três indicados pelo Poder Concedente, incluindo o Diretor-Geral, e dois pelos agentes, com mandatos de quatro anos não coincidentes, permitida uma única recondução.

10.01 - Produtos e Serviços Oferecidos

Item	Principais Produtos e/ou Serviços	% Receita Líquida
01	Distribuição e Venda de Energia Elétrica	100,00

10.02 - Matérias-Primas e Fornecedores

Item	Matéria-Prima	Importação	Valor da Importação (Reais Mil)	Disponível Mercado Local	Disponível Mercado Externo	Nome do Fornecedor	Tipo de Fornecedor	% de Fornecimento sobre o Total das Compras da Cia.
01	Energia Elétrica	Não	-	Sim	Não	Cia. Hidroelétrica do São Francisco - Chesf	Não Ligado	99,49
02	Energia Elétrica	Não	-	Sim	Sim	Soc. Anônima de Elet. da Paraíba - Saelpa	Não Ligado	0,11
03	Energia Elétrica	Não	-	Sim	Não	Guaraniana S.A.	Não Ligado	0,40

11.02 - PROCESSO DE COMERCIALIZAÇÃO, DISTRIBUIÇÃO, MERCADOS E EXPORTAÇÃO

COMERCIALIZAÇÃO

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, comercializa diretamente seu produto, energia elétrica, a consumidores finais. Efetua a instalação de medidores com leituras mensais, que após qualificadas, são faturadas mediante a aplicação de tarifas. A maior parte dos procedimentos comerciais é regulamentada pelo Poder Concedente, através da Resolução ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000.

A COSERN fatura o consumo de energia elétrica de seus consumidores mensalmente. Consumidores servidos em alta tensão, baixa tensão e setor público têm prazo de cinco, dez e quinze dias para pagar suas contas, respectivamente, a contar da data de apresentação da fatura. Consumidores inadimplentes estão sujeitos a multas de 2% sobre o valor da conta pelo atraso no pagamento e a suspensão do fornecimento.

DISTRIBUIÇÃO

O setor de energia elétrica pode ser segmentado em quatro funções básicas: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. De acordo com o Contrato de Concessão, a Companhia está autorizada pelo Poder Concedente a explorar os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica.

Os segmentos de transmissão e distribuição são responsáveis pelo transporte da energia elétrica. A transmissão pode ser considerada como uma rede de transporte atacadista, pela qual se transportam grandes volumes de energia em alta voltagem, enquanto a distribuição pode ser definida como a rede de transporte varejista, transportando volumes menores e em tensão mais baixa.

No Brasil, a eletricidade é transmitida em níveis variáveis de alta tensão (750 kV, 600 kV, 500 kV, 450 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV). A rede de distribuição da COSERN é composta por linhas de alta tensão (69 kV), média tensão (13,8 kV) e baixa tensão (380/220).

MERCADO

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, por ser essencialmente distribuidora e comercializadora, suprida em 99,57% de sua energia requerida pela CHESF, envolve concessões exclusivamente de distribuição e comercialização, atendendo a 167 municípios do território estadual numa área de 53.167 km^2, atendendo em 2003 a 804.105 consumidores, num total de 2.964.626 MWh/ano, assim distribuídos:

	31.12.2003			
	Nº consumidores	**%**	**Consumo MWh**	**%**
Residencial	702.581	87,37	849.153	28,64
Industrial	4.370	0,54	864.721	29,17
Com. Serv. e Outras Atividades	56.437	7,02	475.572	16,04
Rural	27.891	3,47	312.638	10,55
Poder Público	9.467	1,18	146.099	4,93
Iluminação Pública	1.957	0,24	117.996	3,98
Serviço Público	1.307	0,16	191.693	6,47
	804.105	**100,0**	**2.964.626**	**100,0**

Em 2003, a COSERN registrou venda de 2.964.626 GWh, representando um acréscimo de 9,69% se comparado a 2002 (2.702 GWh), enquanto sua base de clientes expandiu-se em 4,07%, no mesmo período, atingindo 804.105 (772.669 em 2002).

A classe Industrial foi a única que apresentou um desempenho negativo em relação 2002, devido a saída parcial da Unidade Consumidora Coteminas em agosto e a não realização das cargas previstas para a Petrobras. A classe Rural foi o grande destaque com um crescimento no consumo de 45,97% em relação ao ano anterior, devido à atividade da Carcinicultura. Na classe Residencial o consumo médio foi de 102,59 kWh contra 94,52 kWh em 2002.

DEPENDÊNCIA DE MERCADOS EXTERNO E INTERNO

A COSERN não possui dependência de mercado externo, tendo em vista que não há importação nem exportação de energia elétrica na sua área de atuação.

11.03 - POSICIONAMENTO NO PROCESSO COMPETITIVO

A área de concessão da COSERN abrange todo o Estado do Rio Grande do Norte, não existindo, até o presente, nenhum concorrente nela instalado.

Concorrência

A reestruturação do setor elétrico, iniciada em 1995, visa à substituição de um mercado fundado no conceito de mercado verticalizado e controlado pelo sistema de livre formação dos preços, regido pela livre concorrência. A fim de introduzir a concorrência nesse setor, foram instituídos novos elementos e estruturas no mercado, tais como: a quebra do monopólio do Estado, a criação da ANEEL, a desverticalização do setor (separação das atividades de geração, transmissão e distribuição), a ampliação do quadro de consumidores livres, a criação da figura do Produtor Independente e a ampliação da atuação do Auto-produtor, a possibilidade de livre comercialização de energia por quase todos os agentes do mercado e a criação do MAE e do ONS.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, alterada pela Lei nº 9.648/98, aboliu parcialmente a exclusividade do fornecimento de energia elétrica de que gozavam as concessionárias dentro das respectivas áreas de concessão.

Considerando-se que o mercado competitivo ainda está em implementação, a atuação da ANEEL hoje concentra-se sobretudo no controle das estruturas. Nesse sentido, a ANEEL emitiu a Resolução nº 94, de 30 de março de 1998, impondo limites à concentração econômica na geração e na distribuição energéticas. A ANEEL busca, dessa forma, inibir as concentrações horizontal e vertical no mercado energético, tentando limitar o nível de influência decisória, direta ou indireta, exercida por um agente em um determinado segmento do setor. No caso do serviço de distribuição dentro da área de atuação da COSERN, os limites são os seguintes: (i) nenhum agente de distribuição de

energia elétrica pode deter participação superior a 20% (vinte por cento) do mercado de distribuição nacional; e (ii) nenhum agente de distribuição que atue no sistema interligado das regiões Norte e Nordeste poderá deter participação superior a 35% do mercado de distribuição desse sistema.

A Resolução nº 94/98 também prevê que esses limites poderão ser ultrapassados caso os agentes de distribuição participem em processos de privatização. Nessa hipótese, porém, o adquirente deverá firmar compromisso firme com o Poder Concedente com o objetivo de enquadrar-se nos referidos limites no prazo máximo de vinte e quatro meses a partir da assinatura do contrato de concessão. Findo este prazo, a União leiloará as ações que excedam os limites estabelecidos, cabendo à concessionária indenização correspondente a 90% do valor líquido obtido no leilão, abatido das respectivas despesas.

A COSERN é uma empresa controlada da COELBA. Esta, por sua vez, é concessionária de distribuição de energia elétrica no Estado da Bahia.

O consórcio liderado pela IBERDROLA, uma das acionistas controladoras da COSERN, em leilão realizado em 17 de fevereiro de 2000, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, adquiriu as ações que concedem o controle da Companhia de Eletricidade de Pernambuco - CELPE, concessionária de distribuição de energia elétrica no Estado de Pernambuco. Com essa aquisição, as três concessionárias juntas (COELBA, COSERN e CELPE) detêm aproximadamente 33,5% do mercado de distribuição de energia elétrica na região Norte e Nordeste, estando ainda enquadradas no limite permitido pela Resolução nº 94/98.

Consumidores Livres

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, alterada pela Lei nº 9.648/98, aboliu parcialmente a exclusividade do fornecimento de energia elétrica de que gozavam as concessionárias dentro das respectivas áreas de concessão. O seu artigo 15 prevê etapas nesse processo de implementação do modelo concorrencial. A partir da edição da Lei consumidor com demanda contratada igual ou maior que 10 MW, atendido em tensão igual ou superior a 69 kV, pode optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica; a partir de 8 de julho de 1998, tais consumidores puderam estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado; a partir de 8 de julho de 2000, os consumidores com demanda contratada igual ou superior a 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, podem optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado; com a publicação da Resolução ANEEL nº 264, de 13 de agosto de 1998, os consumidores ligados a partir de 08 de julho de 1995, com demanda contratada igual ou superior a 3 MW, atendidos em qualquer tensão, já nascem potencialmente livres e os consumidores cuja unidade consumidora e demanda contratada totalize, em qualquer segmento horo-sazonal, no mínimo 500 kW, atendidos em qualquer tensão, podem optar pela compra a PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas).

12.01 - PRINCIPAIS PATENTES, MARCAS COMERCIAIS E FRANQUIAS

Não temos.

13.01 - Propriedades Relevantes

Item	Tipo de Propriedade	Endereço	Município	UF	Área Total (Mil M²)	Área Construída (Mil M²)	Idade (Anos)	Seguro	Hipoteca	Alugada de Terceiros	Data do Contrato	Término Locação	Observação
01	Edifício Sede	Rua Mermoz, 150	Natal	RN	38,585	8,300	31	Sim	Não	Não	-	-	-

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

Este quadro apresenta as alterações deliberadas pela Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 30 de dezembro de 2002.

06.03 – DISPOSIÇÕES ESTATUTÁRIAS DO CAPITAL SOCIAL

1-Item	2–Espécie da ação	3–Classe da ação	4 - % Do capital social	5 – Tipo dividendo fixo	6 - % Tipo dividendo mínimo	7 - % Tipo dividendo cumulativo	8 – Base de cálculo	9 – Prev. reembolso de capital	10 – Prêmio	11 – Direito a voto
01	Ordinária		77,20	-	25,00	-	baseado no lucro	não	não	sim
02	Preferencial	A	12,26	-	10% superior aqueles atribuídos às ações ordinárias.	-	baseado no lucro	não	não	não
03	Preferencial	B	10,54	-	10% superior aqueles atribuídos às ações ordinárias.	-	baseado no lucro	não	não	não

Informações apresentadas em atendimento à exigência do OFÍCIO/CVM/SER/SEP/Nº 13/2004.

Pág 44 a 71 – Minuta de Prospecto de Distribuição Pública de Debêntures – QUADRO 14.03

FATORES DE RISCO

O investimento em debêntures envolve uma série de riscos que devem ser observados pelo potencial investidor. Esses riscos envolvem fatores de liquidez, crédito, mercado, regulamentação específica, entre outros, que se relacionam tanto à Emissora como às próprias debêntures objeto da emissão. O potencial investidor deve ler cuidadosamente todas as informações descritas neste prospecto antes de tomar uma decisão de investimento nas debêntures.

Fatores Relativos ao Ambiente Macroeconômico

Política Monetária e Taxa de Juros

Historicamente, a política monetária brasileira tem sido instável. O Banco Central do Brasil realizou alterações bruscas nas taxas de juros do mercado financeiro ao longo dos últimos anos. Essas alterações elevaram substancialmente as taxas de juros pagas pelos títulos públicos em determinados momentos.

Os empréstimos e financiamentos captados no mercado pela Companhia são contratados com base em taxas flutuantes. Portanto, aumentos das taxas de juros elevarão as despesas financeiras da Companhia e seu custo de captação, podendo afetar negativamente seus resultados.

Adicionalmente, as atividades da Companhia exigem consideráveis investimentos de capital, que são, em grande parte, financiados com recursos de terceiros, remunerados com taxas pós-fixadas. Uma flutuação das taxas de juros pactuadas nos contratos de que a Emissora é parte pode afetar negativamente a rentabilidade e os resultados da Emissora.

Variação Cambial

As sucessivas crises nos mercados financeiros internacionais nos anos de 1997 e 1998 acabaram por levar o governo brasileiro a adotar, no início de 1999, a livre flutuação da cotação do Real frente ao dólar norte-americano, acarretando forte desvalorização do Real, assim como as que ocorreram nos anos de 1999, 2001 e 2002.

Em 31 de dezembro de 2003, a Cosern possuía endividamento em moeda estrangeira no valor de US$ 62 milhões, correspondentes a R$179 milhões.

As receitas da Companhia são em reais. Assim, eventual desvalorização do Real frente ao Dólar norte-americano poderá acarretar em um aumento correspondente no custo de fornecimento de energia, do montante do seu endividamento em moeda estrangeira e de parte de seu custo financeiro, advindo dos juros sobre o endividamento em moeda estrangeira da Companhia, afetando, deste modo, negativamente seus resultados.

Inflação e Crescimento Econômico

Historicamente, o Brasil apresentou índices extremamente elevados de inflação e vários momentos de instabilidade no processo inflacionário. As medidas governamentais destinadas à combatê-la geraram, no passado, significativos efeitos adversos sobre a economia do país. O Plano de Estabilização (Real) introduzido em 1994 resultou na redução sustentada dos altos índices de inflação até então verificados. Porém, os sucessivos choques externos sofridos com as crises nos mercados internacionais até o final de 1998 culminaram, a partir de janeiro de 1999, na mudança da política cambial ocasionando forte desvalorização da moeda brasileira e novas incertezas quanto à manutenção das baixas taxas de inflação verificadas desde a adoção do referido plano. A inflação apurada pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado, calculado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M/FGV") apresentou grandes oscilações nos três últimos anos, passando de 10,4% em 2001 para 25,3% em 2002, em função da desvalorização cambial no período, e caindo para 8,71% em 2003, com a recuperação da moeda nacional.

Diante de fatores de instabilidade internos e externos, os negócios e as condições financeiras e operacionais da Cosern podem ser adversamente afetados por mudanças nas políticas monetária e fiscal que afetem o desempenho econômico do país.

O Setor Energético apresenta historicamente correlação direta com o desempenho da economia nacional, de modo que eventual agravamento da situação político-econômica do país poderá acarretar à Emissora redução de receitas futuras, bem como elevação do índice de inadimplemento de operações já contratadas.

Fatores Relativos ao Setor Elétrico

Reestruturação do Setor Elétrico e Incerteza Regulatória

Nos últimos anos, o Governo Federal implementou mudanças significativas na legislação do setor elétrico, inclusive na regulamentação administrativa, que visaram transferir do Estado à iniciativa privada o ônus dos investimentos necessários à expansão da oferta de energia. Buscava-se, com isso, assegurar a eficiência econômica do setor, de modo a garantir um suprimento confiável de eletricidade à população com o menor custo possível.

Em julho de 2003, após as crises recentes ocorridas no setor elétrico, o Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia, lançou a proposta de um novo modelo institucional para o setor elétrico (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil" e "Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico"). As diretrizes do novo modelo para o setor foram estabelecidas na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

A Lei nº 10.848/04 determina mudanças relevantes no setor elétrico, entre quais se destacam: (i) alteração das regras sobre comercialização de energia, prevendo a co-existência de dois ambientes de contratação, livre e regulado; (ii) obrigação das distribuidoras terem contratado 100% do seu mercado cativo mediante licitação; (iii) impedimento à participação de distribuidoras em outras sociedades ou o exercício de atividades alheias à distribuição; (iv) criação de novas regras para consumidores exercerem a opção de se tornarem livres; (v) extinção do MAE e criação da CCEE; (vi) criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE; e (vii) alteração das competências do Ministério de Minas e Energia e da ANEEL.

Tendo em vista que as diretrizes do novo modelo do setor elétrico diferem substancialmente das diretrizes do modelo antigo e que sua implantação ainda depende da regulamentação da Lei nº 10.848/04, pelo Poder Executivo, não é possível avaliar previamente os impactos de tais alterações sobre as atividades, a situação financeira e os resultados da Companhia.

Política Tarifária

As tarifas praticadas pela Cosern na cobrança do fornecimento de energia a consumidores cativos (ou seja, aqueles que ainda não se tornaram livres e não podem optar por outro fornecedor de energia elétrica) são determinadas segundo o contrato de concessão firmado entre a Companhia e a União, por intermédio da ANEEL, nos termos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 ("Contrato de Concessão"). Essas tarifas estão sujeitas aos seguintes procedimentos de reajuste e revisão:

i) reajuste anual, com base em uma fórmula que visa a (a) compensar variações nos custos da Cosern representados pela compra de energia elétrica para revenda – incluindo as variações cambiais - pela cota da RGR, pelas cotas da CCC, pela TFSEE, devida à ANEEL e pelos encargos de uso do sistema, e (b) atualizar a parte das tarifas que não corresponda àqueles custos (excluído o ICMS) por índice de inflação (o IGP-M ou índice que o substitua);

ii) revisão extraordinária, que pode ser solicitada pela Cosern a qualquer tempo, caso ocorram alterações significativas nos seus custos (incluindo alterações devidas a mudanças nas tarifas de compra de energia, a mudanças nos encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, ou à criação, alteração ou extinção de tributos, exceto o imposto sobre a renda), de modo a restaurar o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão; e

iii) revisão periódica, que deve ter lugar um ano após o quinto reajuste anual concedido e, posteriormente a cada cinco anos, para que o Poder Concedente possa revisar as tarifas, para mais ou para menos, considerando eventuais alterações na estrutura de custos e de mercado da Cosern, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional e a necessidade de promover a eficiência e a modicidade das tarifas. Esta revisão será implementada através da determinação de uma variável, conhecida como "Fator X", que integra a fórmula do reajuste anual.

A possibilidade de restaurar o equilíbrio econômico-financeiro original através da revisão extraordinária dependerá da correta e rápida avaliação, pela Cosern e pelo Poder Concedente, das alterações ocorridas nos custos da Companhia.

Em 16 de abril de 2003 ocorreu a primeira revisão tarifária periódica da Companhia, através da Resolução ANEEL nº 200, que fixou o fator X da Companhia em 1,78%. A próxima revisão tarifária periódica deverá ocorrer em 2008. Caso o Poder Concedente ou a Cosern sub-avaliem as alterações nos custos da Companhia ou o façam de forma retardada; ou ainda, caso a utilização do fator X pelo Poder Concedente venha a reduzir as margens da Cosern, os resultados da Companhia poderão ser afetados negativamente.

Além disso, na data da revisão tarifária periódica, é feita a compensação do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, utilizada com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Por meio de resoluções da ANEEL, a compensação do saldo da CVA já foi suspensa para reajustes posteriores (veja a seção "Atividades da Cosern - Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico"). Caso ocorram novas suspensões da compensação do saldo da CVA ou caso a mesma deixe de ser concedida, ocorrerão reflexos na geração de caixa da Cosern, afetando negativamente a condição financeira da Companhia.

Por fim, as distribuidoras estão sujeitas ao recolhimento de diversos encargos setoriais e tarifários, entre as quais (i) as quotas anuais de Reserva Global de Reversão - RGR, (ii) contribuições para o custeio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, (iii) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, (iv) Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, (v) compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e (vi) outros encargos tarifários criados por lei. Nos termos da Lei nº 10.848/04, o inadimplemento das concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica no recolhimento de tais encargos, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC.

Escassez de Eletricidade

Em maio de 2001, foi deflagrada crise energética que durou até fevereiro de 2002, atingindo todas as regiões do Brasil (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

Para conter os efeitos da crise, o Governo Federal criou em 15 de maio de 2001 a CGCE, que estabeleceu diretrizes para enfrentamento da crise de energia elétrica. Assim, com base nas Resoluções nº 1, de 16 de maio de 2001 e nº 17, de 21 de junho de 2001, da CGCE, foi determinado que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos de distribuição de energia elétrica situadas nas regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste do país, e depois, também, a região Norte reduzissem 20% e 15%, respectivamente, do consumo de energia elétrica sobre os meses de maio, junho e julho de 2000. Tal medida veio acompanhada de metas de consumo individualizadas, com base em estimativa de consumo. O descumprimento gerava penalidades, inclusive corte de energia elétrica, em caso de reincidência na superação da meta aplicada a cada caso.

Diante desse cenário, caso no futuro haja escassez das fontes geradoras e fornecedoras de energia elétrica para a Cosern, esta terá que identificar novas alternativas que garantam o montante de eletricidade contratada com seus consumidores, não sendo possível assegurar que ela conseguirá recuperar os aumentos de custo relacionados a estas compras. Outro risco é o estabelecimento de racionamentos futuros, diante dos quais a Companhia poderá ser obrigada a vender menos energia e, conseqüentemente, poderá obter menores receitas. Caso isto ocorra, seus resultados serão afetados negativamente.

Contratos Iniciais

A Cosern possui celebrado contrato inicial com Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, de quem adquire a maior parte da energia que distribui. Os montantes contratados sob o Contrato Inicial, bem como o respectivo preço, foram homologados pela ANEEL. De acordo com o art. 10, inciso II da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a partir de 2003 os montantes de energia e de demanda de potência, cuja contratação e preços foram determinados no contrato inicial, deverão ser reduzidos em 25% por ano (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

Não é possível determinar se a Cosern poderá comprar energia e demanda de potência por preços equivalentes àqueles que hoje estão contratados com a CHESF. Assim, na hipótese dos preços encontrados pela Cosern no novo ambiente de contratação de energia a ser criado com o novo modelo do setor elétrico apresentarem-se superiores aos atuais previstos no contrato inicial, a Companhia poderá ter seus resultados afetados negativamente.

Concorrência e Desregulamentação do Setor Brasileiro de Energia Elétrica

A Cosern não mais detém a exclusividade para a distribuição dentro da sua área de concessão a uma determinada categoria de clientes. Isto porque, de acordo com a legislação em vigor, os consumidores cuja demanda é igual ou superior a 3MW com suprimento de tensão igual ou superior a 69kV, podem optar por se tornarem livres e adquirir energia de outros agentes do setor elétrico, inclusive, a preços mais baixos do que aqueles atualmente cobrados pela Companhia (vide o capítulo "Atividades da Cosern – Consumidores Livres").

A Companhia possui atualmente oito potenciais consumidores livres. Estes consumidores representam, aproximadamente, 18,88% do volume total de vendas de energia elétrica da Cosern e 9,3% do seu faturamento durante o ano de 2003. Assim, caso estes consumidores rescindam os respectivos contratos que mantêm com a Cosern, a receita da Companhia poderá diminuir, o que afetará seus resultados de forma negativa, embora tais consumidores passem a pagar a Emissora pelo uso do sistema de distribuição.

Fatores Relativos à Cosern

Inadimplência do Setor Público

Os consumidores da Cosern classificados como setor público (assim entendidos os órgãos públicos, iluminação pública e empresas públicas) têm historicamente sido inadimplentes no pagamento de suas contas de consumo de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2003, estes consumidores somavam aproximadamente R$45 milhões em contas pendentes de liquidação (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Consumidores – Vendas"). Assim, caso os consumidores do setor público continuem inadimplentes ou ainda aumentem sua inadimplência com a Cosern, seus resultados poderão ser impactados negativamente.

Sanções Oriundas do Contrato de Concessão

A Cosern está sujeita a sanções por inadimplemento do Contrato de Concessão, tais como multa, caducidade e, em última instância, rescisão do Contrato de Concessão. A observância de padrões mínimos de qualidade é uma das principais obrigações da Cosern. Caso esses padrões mínimos de qualidade não sejam atingidos, essas sanções poderão ser aplicadas e impactar negativamente nos resultados da Companhia. A Cosern pode até, numa situação grave, perder a concessão.

Risco de Crédito e Inadimplência

A Companhia está sujeita ao risco de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Situações macroeconômicas adversas, como aumento de taxas de juros, de desemprego e retração da atividade econômica, bem como crises no setor elétrico, podem causar a deterioração do crédito dos clientes da Companhia, bem como provocar o crescimento dos índices de inadimplência, podendo afetar negativamente os negócios da Cosern.

Risco de Vencimento Antecipado

A Companhia possui celebrados contratos de empréstimo e financiamento com o WestLB e o Banco de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, sob o programa de Financiamento a Empreendimentos - FINEM, no valor de, respectivamente, R$63,6 milhões e R$55,2 milhões, que contêm cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros estabelecidos nos respectivos contratos. O contrato firmado com o WestLB possui vencimento em 2004, enquanto o contrato firmado com o BNDES possui vencimento em 2008.

Atualmente, os índices econômico-financeiros contratados com o BNDES não estão sendo cumpridos pela Companhia. Estes índices são: (i) quociente da divisão do patrimônio líquido pelo ativo total da Companhia superior a 0,5 e (ii) quociente da divisão do endividamento financeiro líquido pelo patrimônio líquido da Companhia inferior a 0,4. Em 31 de dezembro de 2003, os índices apresentados pela Companhia eram 0,44 e 0,82, respectivamente.

Os descumprimentos dos índices constituem hipótese de vencimento antecipado da dívida da Companhia. Caso o BNDES declare o vencimento antecipado, o resultado da Companhia poderá ser afetado negativamente, bem como a capacidade de pagamento das Debêntures pela Companhia.

Pendências Judiciais

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza cível, trabalhista e fiscal, decorrentes do curso regular de seus negócios, que representavam, em conjunto, em 31 de março de 2004, uma contingência no valor de R$ 32.477.041,77 (trinta e dois milhões, quatrocentos e setenta e sete mil, quarenta e um reais e setenta e sete centavos).

A condenação em um ou mais desses processos que implique o pagamento de valores ou que afete as atividades da Cosern poderá causar um impacto negativo na atividade e/ou resultado da Companhia (veja a seção "Contingências Judiciais e Administrativas").

Impacto Ambiental

As instalações da Cosern estão sujeitas a leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a exigências de funcionamento, atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente. Futuros investimentos que sejam necessários ao cumprimento dessas disposições poderão gerar custos adicionais para a Cosern. Se esses custos não forem rapidamente repassados às tarifas cobradas dos consumidores, eles afetarão negativamente os resultados operacionais da Companhia. Além disso, a inobservância pela Cosern das leis e regulamentos ambientais poderá gerar obrigações de reparação por parte da Cosern ou a aplicação de multas e outras sanções que podem afetar as atividades da Companhia e seus resultados.

Fatores Relativos às Debêntures e à Emissão

Limitação na Execução sobre os Ativos da Cosern

O principal ativo da Cosern é o direito, outorgado nos termos do Contrato de Concessão, de explorar a distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte. Esse direito não pode ser transferido sem a prévia anuência da ANEEL, sob pena de caducidade da concessão. Para obter a anuência da ANEEL, o candidato a adquiri-lo deverá (i) atender às exigências de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal necessárias à assunção do serviço de distribuição e (ii) comprometer-se a cumprir todas as cláusulas do Contrato de Concessão em vigor.

Assim, em caso de inadimplência da Cosern no pagamento das debêntures, a execução judicial do crédito representado por estes títulos pode ser prejudicada pela insuficiência de bens passíveis de serem penhorados e vendidos judicialmente. A satisfação do crédito mediante penhora e venda judicial do direito de explorar a distribuição de energia elétrica será dificultada pela necessidade de prévia anuência da ANEEL para alienação deste direito e pelas condições a serem observadas para obter tal anuência.

Garantia Real

Para assegurar o cumprimento de suas obrigações pecuniárias, principais e acessórias, assumidas na escritura de debêntures, a Cosern empenhará, em primeiro grau, em favor dos debenturistas, os seguintes direitos ("Garantia Real"):

i) todos os direitos creditórios de sua titularidade, existentes ou que vierem a se constituir futuramente, bem como seus respectivos títulos, quando existentes, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica ("Créditos") para todos os consumidores da Cosern ("Consumidores");

ii) todos os valores ou bens recebidos pela Cosern como forma de pagamento dos Créditos;

iii) todos os direitos de crédito da Cosern contra instituições financeiras em razão de depósitos, presentes e futuros, do produto dos Créditos em contas correntes abertas ou que venham a ser abertas pela Cosern perante tais instituições;

iv) todos os direitos de crédito da Cosern contra todos os agentes arrecadadores dos pagamentos dos Créditos, em razão do recebimento por tais agentes arrecadadores do pagamento dos Créditos nos termos dos respectivos contratos de arrecadação; e

v) direito de crédito contra o Banco do Brasil, em razão de quaisquer depósitos existentes ou que venham a ser realizados na conta corrente de titularidade da Cosern nº 206.414-6, agência nº 0022-1 – Natal (RN) ("Conta Caução"), na qual a Cosern se obriga a depositar a totalidade de seu faturamento, incluindo o produto do recebimento do pagamento dos Créditos.

Parte dos Créditos serão constituídos futuramente e, portanto, os mesmos somente serão exigíveis caso a Cosern continue a prestar o serviço público de distribuição. Caso a Cosern deixe de fornecer energia aos Consumidores, os Créditos respectivos deixarão de ser exigíveis, reduzindo a garantia das debêntures no montante respectivo. Nessa hipótese, caso as debêntures vençam antecipadamente, as garantias existentes poderão não ser suficientes para o pagamento das Debêntures.

Por fim, há que se observar que nos termos do Contrato de Penhor o procedimento de cobrança é realizado pela própria Cosern, na qualidade de mandatária do agente fiduciário. Em vista disto, nada garante que a Cosern irá exercer corretamente suas obrigações ou que ela ou os agentes arrecadadores efetuarão o correto depósito dos valores recebidos em decorrência do pagamento dos Créditos na Conta Caução.

Limite à Excussão e Compartilhamento da Garantia Real

Nos termos do "Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças" ("Contrato de Penhor"), a excussão, judicial ou extrajudicial, do penhor, estará limitada, mensalmente, durante toda a vigência do Contrato de Penhor, a 36,5% da receita operacional líquida da Cosern auferida no mês anterior ao da data da excussão. Assim, caso esse valor mensal não seja suficiente para o pagamento das debêntures declaradas vencidas, a satisfação do crédito dos debenturistas não será imediata.

Além disso, o "Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito – BNDES/FINEM nº 61.928" celebrado entre a Cosern e o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. (sucessora do Banco Credibanco S.A.), Banco Itaú BBA S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco ABC Brasil S.A. e Banco BVA S.A. ("Agentes Financeiros"), veda à Cosern a constituição de garantias sobre sua receita junto a credores de longo prazo sem a prévia e expressa autorização dos Agentes Financeiros e sem que mesma garantia seja prestada aos Agentes Financeiros. Assim, nos termos do Contrato de Penhor, a Garantia Real será compartilhada em igual grau de prioridade entre os debenturistas e os Agentes Financeiros na mesma proporção das respectivas dívidas garantidas. O saldo devedor da Cosern sob o Contrato BNDES/FINEM, em 31 de dezembro de 2003, era de R$55 milhões. Dessa forma, na hipótese de declaração de vencimento antecipado das debêntures, os 36,5% da receita operacional líquida mensal da Cosern disponíveis mensalmente para excussão do penhor ainda deverá ser dividido com os Agentes Financeiros, na proporção das respectivas dívidas garantidas.

Além disso, não há garantias de que os níveis da receita operacional líquida mensal da Cosern se manterão estáveis ou obterão crescimento durante o prazo de vencimento das debêntures. Caso haja redução da receita operacional líquida da Cosern e ocorra o vencimento antecipado das debêntures, os valores disponíveis mensalmente para excussão da Garantia Real serão menores, retardando o recebimento do valor integral devido aos debenturistas.

Notificação da Garantia Real aos Consumidores

Nos termos do artigo 1.452 do Código Civil, constitui-se o penhor de direitos creditórios pelo registro do respectivo instrumento no Registro de Títulos e Documentos. Adicionalmente, para que o penhor de direitos creditórios tenha eficácia, nos termos do artigo 1.453 do Código Civil, os respectivos devedores dos créditos empenhados devem ser notificados da existência do penhor. Nos termos do Contrato de Penhor, apenas na hipótese de declaração de vencimento antecipado da Escritura de Debêntures e/ou do Contrato BNDES/FINEM o Agente Fiduciário e o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. deverão notificar os consumidores da existência da Garantia Real.

Na hipótese de declaração de vencimento antecipado das debêntures e até que se proceda à notificação acima por qualquer das partes do Contrato de Penhor, ainda que a Garantia Real esteja constituída, o agente fiduciário não poderá efetuar a cobrança dos Créditos diretamente dos Consumidores, dependendo, portanto, que a Cosern cobre tais Consumidores e efetue o depósito dos recursos na Conta Caução. Não há garantias de que o agente fiduciário conseguirá notificar todos os Consumidores após a declaração do vencimento antecipado das debêntures. Portanto, o penhor poderá ser considerado ineficaz em relação aos valores correspondentes a pagamentos realizados pelos Consumidores antes do recebimento da notificação.

Modificação dos Termos da Oferta

Mediante manifestação da Emissora e a critério da instituição intermediária líder e das demais instituições intermediárias da distribuição das Debêntures, na hipótese de, durante o período de distribuição, ocorrer alteração substancial, posterior e imprevisível nas circunstâncias de fato existentes quando da apresentação do pedido de registro da Emissão perante a CVM, ou que o fundamentem, acarretando aumento relevante dos riscos assumidos pela Emissora e inerentes à própria Emissão, os termos da presente Emissão poderão ser alterados, mediante prévia autorização da CVM.

Em caso de eventual modificação dos termos da Emissão, não há garantia de que as novas condições estabelecidas sejam mais favoráveis aos debenturistas ou que os prejudiquem, sendo-lhes preservado, no entanto, o direito de não manter a titularidade das Debêntures e à restituição integral dos valores dados em contrapartida à subscrição das Debêntures, na forma e condições previstas neste prospecto.

Ainda, nos termos do Contrato de Distribuição, caso a CVM não autorize a modificação dos termos da Emissão, ocorrerá a rescisão do referido contrato, o que importará, nos termos da legislação em vigor, no cancelamento do registro da Emissão.

Repactuação

Em 1º de junho de 2006 deverá ocorrer a repactuação das debêntures. A repactuação das debêntures está condicionada à não obtenção, pela Cosern, até 1º de maio de 2006, de crédito de valor igual ou superior a R$60 milhões junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Caso haja obtenção do referido crédito, não ocorrerá a repactuação das debêntures.

Não há garantias de que as novas condições das debêntures repactuadas serão mais favoráveis ou adequadas aos debenturistas. Nessa hipótese, a Cosern estará obrigada a adquirir a totalidade das debêntures cujos titulares não aceitem a novas condições deliberadas, pelo valor nominal das debêntures, acrescido dos juros remuneratórios devidos até a data da repactuação.

Súmula 176 do Superior Tribunal de Justiça

O Superior Tribunal de Justiça editou a Súmula nº 176, declarando ser "nula a cláusula contratual que sujeita o devedor à taxa de juros divulgada pela ANBID/CETIP". As Debêntures a serem emitidas pela Cosern serão remuneradas com referência à taxa paga aos Depósitos Interbancários – DI, divulgada diariamente pela CETIP. Assim, numa eventual disputa judicial relacionada às Debêntures, o Poder Judiciário poderá conceder aos debenturistas uma remuneração inferior a da taxa DI, prejudicando a rentabilidade das Debêntures.

Mercado Secundário

Atualmente, o mercado secundário de debêntures no Brasil possui baixa liquidez e não há nenhuma garantia de que existirá no futuro um mercado para negociação das debêntures que permita aos seus subscritores sua alienação caso estes decidam por tal medida. Desta forma os titulares das debêntures podem ter dificuldade em realizar sua venda no mercado secundário. Além disso, um eventual rebaixamento da classificação de risco das debêntures ou da Companhia também poderá afetar a liquidez das debêntures para negociação no mercado secundário.

Informações acerca do Futuro da Cosern

O presente Prospecto pode conter informações acerca das perspectivas de futuro da Companhia que refletem as opiniões da Cosern em relação ao desenvolvimento futuro e que envolvem riscos e incertezas. Não há garantia de que o desempenho futuro seja consistente com essas informações, podendo diferir sensivelmente das tendências ora indicadas. O potencial investidor deve analisar cuidadosamente as informações contidas nesse Prospecto e não tomar nenhuma decisão de investimento baseada unicamente em previsões ou expectativas de desempenho futuro da Emissora.

SITUAÇÃO FINANCEIRA

Informações Financeiras e Operacionais Selecionadas

O quadro abaixo representa informações financeiras e operacionais selecionadas da Cosern para cada um dos períodos indicados. As informações financeiras selecionadas referentes ao 1º trimestre de 2003 e 2004 e aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2003 e 2002 foram retiradas das demonstrações financeiras auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu – Auditores Independentes e as informações financeiras referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2001 foram retiradas das demonstrações financeiras auditadas pela Ernst & Young Auditores Independentes S/C, incluídas no presente prospecto.

As demonstrações financeiras foram elaboradas em conformidade com o regime da legislação societária brasileira. O potencial investidor deverá ler essas informações financeiras selecionadas em conjunto com as demonstrações financeiras auditadas e respectivas notas explicativas, incluídas no Anexo VI deste prospecto, bem como na seção "Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras".

Exercício social encerrado em 31 de dezembro (R$ mil)

Balanço Patrimonial Ativo	**2003**	**2002**	**2001**
Ativo Circulante	**253.474**	**349.178**	**288.503**
Disponibilidades	8.011	7.002	28.484
Consumidores, concessionárias e permissionários	152.998	194.154	184.767
Títulos a receber	58.737	46.036	28.731
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(49.434)	(25.184)	(20.518)
Recomposição tarifária do racionamento	22.028	23.522	16.639
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	5.034	7.108	3.614
Tributos a compensar	23.613	50.996	9.334
Outros créditos de curto prazo	32.487	45.544	37.452
Ativo Realizável a Longo Prazo	**662.184**	**489.461**	**413.911**
Consumidores, concessionárias e permissionários	18.890	36.724	-
Títulos a receber	84.585	39.762	42.055
Recomposição tarifária do racionamento	115.718	110.971	99.191
Energia livre – racionamento	31.540	35.153	26.020
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	22.414	9.483	6.744
IR e CS diferidos	69.768	58.989	30.396
Benefício fiscal - ágio de incorporação controladora	169.218	179.428	189.553
Contas a receber da controladora	127.294	-	-
Outros créditos de longo prazo	22.757	18.951	19.952
Ativo Permanente	**317.048**	**484.016**	**359.754**
Investimentos	10	150.650	52.745
Imobilizado	317.038	311.504	306.654
Diferido	-	21.862	355
Ativo Total	**1.232.706**	**1.322.655**	**1.062.168**

Exercício social encerrado em 31 de dezembro (R$ mil)

Balanço Patrimonial Passivo	**2003**	**2002**	**2001**
Passivo Circulante	**447.924**	**369.585**	**344.522**
Empréstimos e financiamentos	271.415	172.462	123.701
Debêntures	-	19.711	40.031
Fornecedores	38.058	53.307	52.153
Impostos, taxas e contribuições	31.150	29.994	27.292
Dividendos a pagar	58.157	38.276	32.959
Provisões	17.951	15.936	32.782
Dívidas com pessoas ligadas	6	2.525	3.523
Outros	31.187	37.374	32.081
Passivo Realizável a Longo Prazo	**283.773**	**457.057**	**247.593**
Empréstimos e financiamentos	179.889	333.225	194.633
Debêntures	-	-	18.750
Provisões	14.153	18.682	-
Dívidas com pessoas ligadas	1.139	1.961	-
Energia livre – racionamento	29.278	33.915	25.104
Tributos e contribuições diferidos	53.917	48.865	1.949
Outras contas a pagar	5.397	20.409	7.157
Patrimônio líquido	501.009	496.013	470.053
Passivo Total	**1.232.706**	**1.322.655**	**1.062.168**

Exercício Social encerrado em 31 de dezembro (R$ mil)

Demonstração do Resultado do Exercício - R$ mil	2003	2002	2001
Receita bruta de vendas e serviços	**609.925**	**554.245**	**564.090**
Deduções da receita bruta	(142.368)	(114.707)	(88.820)
Receita líquida de vendas e serviços	467.557	439.538	475.270
Custo dos serviços prestados	(322.053)	(305.323)	(270.445)
Resultado bruto	145.504	134.215	204.825
Despesas/receitas operacionais	(81.995)	(85.190)	(106.521)
Despesas com vendas	(12.149)	(24.457)	(20.138)
Gerais e administrativas	(38.390)	(41.387)	(41.403)
Financeiras	(31.456)	(19.346)	(44.980)
Receitas financeiras	140.490	163.757	59.588
Despesas financeiras	(155.675)	(183.103)	(66.040)
Juros sobre capital próprio	(16.271)	-	(38.528)
Resultado operacional	63.509	49.025	98.304
Resultado não operacional	(1.043)	(816)	(1.016)
Resultado antas de tributação/participações	62.466	48.209	97.288
Provisão para IR e CS	(7.675)	(8.081)	(22.788)
IR diferido	(13.237)	(9.423)	(10.096)
Reversão dos juros sobre capital próprio	16.271	-	38.528
Lucro/prejuízo do exercício	57.825	30.705	102.932
Número de ações, ex tesouraria (milhares)	168.074	168.074	168.074
Lucro por ação (em R$)	0,34404	0,18269	0,61242

Exercício Social encerrado em 31 de dezembro

Outras informações financeiras - R$ mil	2003	2002	2001
Depreciação e amortização	32.222	30.323	27.877
EBITDA	127.145	98.213	170.489
Endividamento total	451.304	525.398	377.115
Dívida líquida	443.293	518.396	348.631
Fluxo de caixa das operações	80.850	147.306	52.432
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(223.132)	(952)	148.381
Fluxo de caixa das atividades de investimento	143.291	(167.836)	(108.968)
Variação no caixa no período	1.009	(21.482)	(12.685)

Indicadores operacionais	2003	2002	2001
Nº de consumidores	804.105	772.686	744.950
Energia vendida (GWh)	2.994	2.702	2.598
Perdas de energia	12,33%	14,03%	12,82%
DEC (horas de interrupção)	10,65	11,55	10,85
FEC (nº de interrupções)	8,50	10,56	11,01
Empregados	633	619	618

Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras

Na exposição a seguir, as referências a aumentos ou diminuições ao longo de qualquer exercício são feitas por comparação ao correspondente exercício precedente, salvo indicação em sentido contrário. Além disso, para efeitos de análise, os números são apresentados de forma arredondada até a última unidade ou até a primeira casa decimal. Como conseqüência, a soma aritmética de alguns números descritos ao longo da análise ou apresentados nas tabelas pode não corresponder precisamente ao valor apresentado.

A tabela abaixo fornece análise comparativa dos resultados dos três últimos exercícios:

Demonstração do Resultado do Exercício	**2003**	**2002**	**2001**
% sobre a receita líquida			
Receita bruta de vendas e serviços	130,4	126,1	118,7
Deduções da receita bruta	(30,4)	(26,1)	(18,7)
Receita líquida de vendas e serviços	100,0%	100,0%	100,0%
Custo da energia vendida e dos serviços prestados	(68,9)	(69,5)	(56,9)
Resultado bruto	31,1	30,5	43,1
Despesas/Receitas operacionais	(17,5)	(19,4)	(22,4)
Despesas com vendas	(2,6)	(5,6)	(4,2)
Gerais e administrativas	(8,2)	(9,4)	(8,7)
Financeiras	(6,7)	(4,4)	(9,5)
Receitas financeiras	30,0	37,3	12,5
Despesas financeiras	(33,3)	(41,7)	(13,9)
Juros sobre capital próprio	(3,5)	-	(8,1)
Resultado operacional	13,6	11,2	20,7
Resultado não operacional	(0,2)	(0,2)	(0,2)
Resultado antas de tributação/participações	13,4	11,0	20,5
Provisão para IR e CS	(1,6)	(1,8)	(4,8)
IR diferido	(2,8)	(2,1)	(2,1)
Reversão dos juros sobre capital próprio	3,5	-	8,1
Lucro/prejuízo do exercício	12,4	7,0	21,7
Número de ações, ex tesouraria (milhares)	35,9	38,2	35,4
Lucro por ação	0,0	0,0	0,0

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003 comparado com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002
Receita bruta e receita líquida
Composição da Receita Bruta
R$ mil

	2003	**2002**	**Variação**
Fornecimento de energia elétrica	602.722	481.143	25,3%
Suprimento de energia elétrica - MAE	146	44.749	-99,7%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	493	305	61,6%
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	23.357	14.057	66,2%
(Reversão) receita da recomposição tarifária do racionamento	(20.628)	4.387	n/m
(Reversão) receita da energia livre racionamento	(4.159)	4.237	n/m
Outras receitas operacionais	7.994	5.367	48,9%
Receita bruta operacional	**609.925**	**554.245**	**10,0%**
Deduções da receita operacional	(142.368)	(114.707)	24,1%
Receita operacional líquida	**467.557**	**439.538**	**6,4%**

A receita bruta de vendas e serviços aumentou 10,0% em 2003 em comparação a 2002, passando de R$ 554 milhões para R$ 610 milhões. Este aumento de R$ 56 milhões foi influenciado principalmente pelo crescimento de mercado, pela redução do índice de perdas e pelo processo de revisão tarifária. O principal componente da receita bruta é o fornecimento de energia elétrica, que representou 98,8% do total da receita de 2003 e que apresentou um crescimento de 25,3% em relação a 2002, passando de R$ 481 milhões para R$ 603 milhões. O aumento foi resultado da combinação do incremento do número de clientes, do aumento do consumo de energia per capita e da revisão tarifária, que ocorreu em abril de 2003. A base de clientes aumentou 4,07%, passando de 772,7 mil em dezembro de 2002 para 804,1 mil em dezembro de 2003. O consumo de energia por consumidora cresceu 5,4%, evoluindo de 3,5 MWh, em 2002, para 3,7 MWh, em 2003. O efeito conjugado do incremento do número de clientes e do consumo per capita resultou num crescimento de mercado correspondente a 9,7% em 2003, em relação a 2002. Em abril de 2003 ocorreu a primeira Revisão Tarifária Periódica da Companhia, através da Resolução ANEEL nº 200, com um reposicionamento de 11,49% e fator X de 1,78%. Vale ressaltar ainda que, em 2003, as receitas provenientes do MAE foram insignificantes em relação às de 2002, em virtude do fim do racionamento. Além disso, houve uma reversão total de R$ 25 milhões de receitas da recomposição tarifária e da energia livre provenientes do racionamento. Esta reversão ocorreu devido ao reconhecimento contábil, em dezembro de 2001, da totalidade da receita apurada como perda por ocasião do racionamento.

As deduções da receita bruta em 2003 aumentaram R$ 28 milhões, ou 24,1% em relação a 2002, passando de R$ 115 milhões para R$ 142 milhões. Este aumento ocorreu em linha com o aumento da receita de fornecimento de energia elétrica. Como resultado, a receita líquida aumentou R$ 28 milhões, ou 6,4%, em 2003, passando de R$ 440 milhões para R$ 468 milhões.

Custo da energia vendida e dos serviços prestados

Composição dos custos

Composição dos custos
R$ mil

	2003	2002	Variação
Custo do serviço de energia elétrica	(319.630)	(304.693)	4,9%
Custo com energia elétrica	(206.705)	(194.118)	6,5%
Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)	(159.953)	8,2%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(33.672)	(29.928)	12,5%
Energia livre racionamento	-	(4.237)	-100,0%
Custo de operação	(112.925)	(110.575)	2,1%
Custo do serviço prestado a terceiros	(2.423)	(630)	284,6%
Custo total dos produtos vendidos e dos serviços prestados	**(322.053)**	**(305.323)**	**5,5%**

O custo dos produtos vendidos e dos serviços prestados aumentou 5,5% em 2003 em comparação a 2002, passando de R$ 305 milhões para R$ 322 milhões. O principal componente da estrutura de custos da Companhia é o custo com a energia elétrica, que representou cerca de 65% do custo total em 2003 e que foi 6,5% superior ao registrado em 2002, reflexo do reajuste dos preços da energia comprada por meio dos contratos iniciais, bem como pelo preço da nova energia contratada em função da liberação dos contratos iniciais e adquirida por meio de leilão. Estes reajustes estão em linha com os contratos estabelecidos.

Despesas/Receitas operacionais

As despesas operacionais, excluindo o resultado financeiro, somaram R$ 51 milhões em 2003, o que representou uma redução de 23,2% em relação às despesas de R$ 66 milhões verificadas em 2002. O principal motivo da queda das despesas operacionais foi uma queda de 50,3% nas despesas com vendas, que passaram de R$ 24 milhões em 2002 para R$ 12 milhões em 2003. Como percentual da receita líquida, as despesas com vendas foram reduzidas de 5,6% para 2,6%. Esta queda foi resultado de reversão de perda operacional provisionada em 2002. Além disso, as despesas gerais e administrativas também contribuíram para a queda das despesas operacionais, apresentando uma redução de 7,2% em relação a 2002, passando de R$ 41 milhões para R$ 38 milhões. A redução das despesas gerais e administrativas ocorreu em função de redução generalizada em todas as rubricas.

EBITDA

Devido ao conjunto dos fatores mencionados acima, o EBITDA da Companhia aumentou em R$ 29 milhões, ou 29,5%, passando de R$ 98 milhões em 2002 para R$ 127 milhões em 2003. A margem EBITDA passou de 22,3% em 2002 para 27,2%, um incremento de 4,9 p.p.

Resultado financeiro

O resultado financeiro da Companhia em 2003 (excluindo a provisão de juros sobre capital próprio) foi de R$ 15 milhões negativos, representando uma redução de R$ 4 milhões em relação ao resultado financeiro de R$ 19 milhões apresentado em 2002. Este resultado é explicado principalmente em função da redução do custo da dívida e do endividamento líquido da Companhia, que passou de R$ 518 milhões em 2002 para R$ 443 milhões em 2003. As receitas financeiras, provenientes das rubricas Recomposição Tarifária e Contas a Receber de Controladora, somaram R$ 140 milhões em 2003, contra R$ 164 milhões em 2002, o que significou uma redução de 14,2%. As despesas financeiras foram reduzidas em R$ 27 milhões, ou 15,0 %, passando de R$ 183 milhões em 2002 para R$ 140 milhões em 2003. A redução nas receitas e nas despesas, além do motivo principal mencionado acima, está relacionada às operações de swap e à variação cambial.

Lucro ou prejuízo do exercício

O lucro líquido em 2003, de R$ 58 milhões, aumentou em 88,3% em relação aos R$ 31 milhões do ano anterior. A margem líquida apurada em 2003 foi de 12,4% contra 7,0% em 2002.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2002 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2001

Receita bruta e receita líquida

Composição da Receita Bruta
R$ mil

	2002	**2001**	**Variação**
Fornecimento de energia elétrica	481.143	386.976	24,3%
Suprimento de energia elétrica – MAE	44.749	28.300	58,1%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	305	-	n/m
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	14.057	-	n/m
(Reversão) receita da recomposição tarifária do racionamento	4.387	115.830	-96,2%
(Reversão) receita da energia livre racionamento	4.237	29.677	-85,7%
Outras receitas operacionais	5.367	3.307	62,3%
Receita operacional bruta	554.245	564.090	-1,7%
Deduções da receita operacional	(114.707)	(88.820)	29,1%
Receita operacional líquida	**439.538**	**475.270**	**-7,5%**

Em 2002, a receita bruta de vendas e serviços da Companhia apresentou uma redução de 1,7% em comparação à receita de 2001, passando de R$ 564 milhões para R$ 554 milhões. Esta redução se deu principalmente em função da receita da recomposição tarifária do racionamento contabilizada em 2001, no valor de R$ 116 milhões. Esta receita não recorrente foi resultado do plano emergencial de racionamento. Considerando apenas a receita de fornecimento de energia elétrica, principal componente das receitas da Companhia, que representou 86,8% da receita total de 2002, houve um incremento de R$ 94 milhões, ou 24,3%, em relação a 2001. A receita de fornecimento passou de R$ 387 milhões em 2001 para R$ 481 milhões em 2002. Este aumento é decorrente do fim do período de racionamento em março de 2002. Vale ainda notar que em 2002 houve uma receita de subvenção à baixa renda no montante de R$ 14 milhões. Esta receita é proveniente de diferença de tarifa da classe residencial normal em relação à classe residencial baixa renda. A diferença de receita apurada a partir da aplicação da tarifa diferenciada à classe residencial baixa renda é subvencionada, a fundo perdido, a partir de recursos da Reserva Global de Reversão (RGR).

As deduções da receita bruta em 2002 aumentaram R$ 26 milhões, ou 29,1% em relação a 2001, passando de R$ 89 milhões para R$ 115 milhões. Como resultado, a receita líquida em 2002 foi reduzida em R$ 35 milhões, ou 7,5%, passando de R$ 475 milhões para R$ 440 milhões.

Custo da energia vendida e dos serviços prestados

Composição dos custos
R$ mil

	2002	**2001**	**Variação**
Custo do serviço de energia elétrica	(304.693)	(270.280)	12,7%
Custo com energia elétrica	(194.118)	(204.109)	-4,9%
Energia elétrica comprada para revenda	(159.953)	(148.319)	7,8%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(29.928)	(26.113)	14,6%
Energia livre racionamento	(4.237)	(29.677)	-85,7%
Custo de operação	(110.575)	(66.171)	67,1%
Custo do serviço prestado a terceiros	(630)	(165)	281,8%
Custo total dos produtos vendidos e dos serviços prestados	**(305.323)**	**(270.445)**	**12,9%**

O custo dos produtos vendidos e dos serviços prestados aumentou 12,9% em 2002 em comparação a 2001, passando de R$ 270 milhões para R$ 305 milhões. O principal componente da estrutura de custos da Companhia é o custo do serviço de energia elétrica, e este aumento é reflexo do aumento do fornecimento de energia aos consumidores. Excluindo-se a receita extraordinária de 2001 em função do racionamento, o custo dos produtos vendidos em função da receita líquida seria de 75,2%, contra 69,5% em 2002. Na mesma hipótese, a margem bruta seria de 24,8% em 2001, contra 30,5% em 2002.

Despesas/Receitas operacionais

As despesas operacionais, excluindo o resultado financeiro, somaram R$ 66 milhões em 2002, o que representou um aumento de 7,0% em relação às despesas de R$ 62 milhões incorridas em 2001. O principal motivo do aumento das despesas operacionais foi um incremento de 21,4% nas despesas com vendas, que passaram de R$ 20 milhões em 2001 para R$ 24 milhões em 2002. Como percentual da receita líquida ajustada (excluindo-se a receita extraordinária de R$ 116 milhões em 2001), as despesas com vendas se mantiveram constantes em 5,6%. Nos períodos analisados, não houve incremento nas despesas gerais e administrativas, que se mantiveram constantes em R$ 41 milhões. Como percentual da receita líquida ajustada, as despesas gerais e administrativas diminuíram 2,1 p.p. em 2002, comparadas a 2001, passando de 11,5% para 9,4%.

EBITDA

O EBITDA da Companhia sofreu uma redução de R$ 72 milhões, ou 42,4%, passando de R$ 170 milhões em 2001 para R$ 98 milhões em 2002, principalmente devido à não recorrência da receita extraordinária de recomposição tarifária do racionamento. Excluindo-se essa receita extraordinária em 2001, o EBITDA teria sido de R$ 55 milhões. Nesse caso, o EBITDA de 2002 seria 79,7% superior ao de 2003. A margem EBITDA ajustada de 2001 seria de 15,5%, contra uma margem de 22,3% em 2002.

Resultado financeiro

O resultado financeiro da Companhia em 2002 (excluindo a provisão de juros sobre capital próprio) foi de R$ 19 milhões negativos, representando um aumento de R$ 13 milhões em relação ao resultado financeiro de R$ 6 milhões apresentado em 2001. Este resultado é explicado em função da captação de novos empréstimos pela Companhia, para fazer frente à necessidade de caixa em função de vendas abaixo do esperado, do não recebimento de aproximadamente R$82 milhões de créditos do MAE, decorrentes de venda de energia, e do plano de investimentos de 2002. Como conseqüência, o endividamento líquido da Companhia passou de R$ 349 milhões em 2001 para R$ 518 milhões em 2002. As receitas financeiras somaram R$ 164 milhões em 2002, contra R$ 60 milhões em 2001, o que significou um aumento de 174,8%, em função de resultado de swap, que foi positivo em R$109 milhões em 2002. As despesas financeiras aumentaram R$ 117 milhões, ou 177,3%, passando de R$ 66 milhões em 2001 para R$ 183 milhões em 2002, em função de variação cambial e encargos de dívida.

Lucro ou prejuízo do exercício

O lucro líquido em 2002 diminuiu em 70,2% em relação ao ano anterior, passando de R$ 103 milhões para R$ 31 milhões. A margem líquida reduziu de 21,7% em 2001 para 7,0% em 2002.

Primeiro trimestre de 2004 comparado com o primeiro trimestre de 2003

	Trimestre encerrado em 31 de março	
Balanço Patrimonial Ativo	**2004**	**2003**
Ativo Circulante	**188.611**	**253.474**
Disponibilidades	8.499	8.011
Consumidores, concessionárias e permissionários	121.395	152.998
Títulos a receber	31.832	58.737
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(52.528)	(49.434)
Recomposição tarifária do racionamento	22.834	22.028
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	18.936	5.034
Tributos a compensar	7.752	23.613
Outros créditos de curto prazo	29.891	32.487
Ativo Realizável a Longo Prazo	**583.577**	**662.184**
Consumidores, concessionárias e permissionários	18.970	18.890
Títulos a receber	142.560	84.585
Recomposição tarifária do racionamento	114.782	115.718
Energia livre – racionamento	32.439	31.540
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	15.224	22.414
IR e CS diferidos	67.756	69.768
Benefício fiscal - ágio de incorporação controladora	166.693	169.218
Crédito com pessoas ligadas	-	127.294
Outros créditos de longo prazo	25.153	22.757
Ativo Permanente	318.372	317.046
Investimentos	10	10
Imobilizado	318.311	317.038
Diferido	51	-
Ativo Total	**1.090.560**	**1.232.706**

	Trimestre encerrado em 31 de março	
Balanço Patrimonial Passivo	**2004**	**2003**
Passivo Circulante	**377.628**	**447.924**
Empréstimos e financiamentos	260.039	271.415
Debêntures	-	-
Fornecedores	38.041	38.058
Impostos, taxas e contribuições	36.755	31.150
Dividendos a pagar	1.992	58.157
Provisões	18.224	17.951
Dívidas com pessoas ligadas	7	6
Outros	22.570	31.187
Passivo Realizável a Longo Prazo	**281.616**	**283.773**
Empréstimos e financiamentos	176.669	179.889
Debêntures	-	-
Provisões	14.172	14.153
Dívidas com pessoas ligadas	964	1.139
Energia livre – racionamento	29.732	29.278
Tributos e contribuições diferidos	55.593	53.917
Outras contas a pagar	4.486	5.397
Patrimônio líquido	**431.316**	**501.009**
Passivo Total	**1.090.560**	**1.232.706**

	Trimestre encerrado em 31 de março	
Demonstração do Resultado do Exercício - R$ mil	**2004**	**2003**
Receita bruta de vendas e serviços	164.442	134.686
Deduções da receita bruta	(46.793)	(32.800)
Receita líquida de vendas e serviços	117.649	101.886
Custo dos serviços prestados	(86.395)	(70.096)
Resultado bruto	31.254	31.790
Despesas/Receitas operacionais	(11.705)	(23.442)
Despesas com vendas	(5.915)	(3.861)
Gerais e administrativas	(8.726)	(10.148)
Financeiras	2.936	(9.433)
Receitas financeiras	15.495	14.533
Despesas financeiras	(16.344)	(26.293)
Variação Cambial/Swap	3.785	2.027
Resultado operacional	19.549	8.348
Resultado não operacional	(722)	249
Resultado antes de tributação/participações	18.827	8.597
Provisão para IR e CS	(4.261)	709
IR diferido	(2.132)	(3.816)
Reversão dos juros sobre capital próprio	-	-
Lucro/prejuízo do exercício	12.434	5.490
Número de ações, ex tesouraria (milhares)	168.074	168.074
Lucro por ação (em R$)	0,07398	0,03266

	Trimestre encerrado em 31 de março	
Outras informações financeiras - R$ mil	**2004**	**2003**
Depreciação e amortização	(8.393)	(7.774)
EBITDA	25.006	25.555
Endividamento total	436.708	525.844
Dívida líquida	428.209	502.127
Fluxo de caixa das operações	27.183	11.743
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(19.055)	(18.641)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(2.237)	(830)
Variação no caixa no período	6%	63%

Indicadores operacionais	1T04	1T03
Nº de consumidores	811.114	779.801
Energia vendida (MWh)	729.094	724.161
Perdas de energia	13,11	12,93
DEC (horas de interrupção)	10,59	10,66
FEC (nº de interrupções)	7,17	7,51
Empregados	632	620

Análise comparativa dos resultados dos dois últimos exercícios

Demonstração do Resultado do Exercício	1T04	1T03
% sobre a Receita Líquida		
Receita bruta de vendas e serviços	139,8	132,2
Deduções da receita bruta	(39,8)	(32,2)
Receita líquida de vendas e serviços	100,0%	100,0%
Custo da energia vendida e dos serviços prestados	(73,4)	(68,8)
Resultado bruto	26,6	31,2
Despesas/receitas operacionais	(9,9)	(23,0)
Despesas com vendas	(5,0)	(3,8)
Gerais e administrativas	(7,4)	(10,0)
Financeiras	2,5	(9,3)
Receitas financeiras	13,2	14,3
Despesas financeiras	(13,9)	(25,8)
Variação Cambial/Swap	3,2	2,0
Resultado operacional	16,6	8,2
Resultado não operacional	(0,6)	0,2
Resultado antas de tributação/participações	16,0	8,4
Provisão para IR e CS	(3,6)	0,7
IR diferido	(1,8)	(3,7)
Reversão dos juros sobre capital próprio	-	-
Lucro/prejuízo do exercício	10,6	5,4

Receita bruta e receita líquida

Composição da Receita Bruta
R$ mil

	1T04	1T03	Variação
Fornecimento de energia elétrica	155.948	133.900	16,5%
Suprimento de energia elétrica – MAE	5.559	215	2.485,6%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	356	120	196,7%
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	5.781	5.404	7,0%
(Reversão) receita da recomposição tarifária do racionamento	(5.101)	(4.970)	2,6%
(Reversão) receita da energia livre racionamento	(1.188)	(611)	94,4%
Outras receitas operacionais	3.087	628	391,6%
Receita bruta operacional	**164.442**	**134.686**	**22,1%**
Deduções da receita operacional	(46.793)	(32.800)	42,7%
Receita operacional líquida	**117.649**	**101.886**	**15,5%**

A receita bruta de vendas e serviços aumentou 22,1% nos primeiros 3 meses de 2004 (“1T04”) em comparação ao mesmo período de 2003 (“1T03”), passando de R$ 135 milhões para R$ 164 milhões. Este crescimento de R$ 29 milhões foi influenciado principalmente pela revisão tarifária, pelo suprimento de energia – MAE e pelo crescimento de mercado. O principal componente da receita bruta é o fornecimento de energia elétrica, que representou 94,8% do total da receita no 1T04 e que apresentou um crescimento de 16,5% em relação a 1T03, passando de R$ 134 milhões para R$ 156 milhões. Esse aumento foi resultado da combinação do incremento do número de clientes e da revisão tarifária, que ocorreu em abril de 2003. A base de clientes aumentou 4,02%, passando de 779,8 mil em março de 2003 para 811,1 mil em março de 2004. Em abril de 2003 ocorreu a primeira Revisão Tarifária Periódica da Companhia, através da Resolução ANEEL nº 200, com um reposicionamento de 11,49% e fator X de 1,78%. Vale ressaltar ainda que, em 2003, as receitas provenientes do MAE foram insignificantes em relação às de 2002, em virtude do fim do racionamento. Além disso, no 1T04 houve uma reversão total de R$ 6 milhões de receitas da recomposição tarifária e da energia livre provenientes do racionamento. Esta reversão ocorre pelo fato de a perda de receita com o racionamento homologada pela ANEEL, do distribuidor e do gerador, ter sido reconhecida contábil e integralmente pela COSERN em Dezembro de 2001 como receita daquele exercício. Desse modo, a receita

corrente relacionada à perda de receita do racionamento, proveniente da aplicação dos percentuais de 2,9% e 7,9% sobre as contas de energia dos consumidores, que ocorrerá ao longo de oito anos, a partir de Dezembro de 2001, é revertida (deduzida) da receita corrente de fornecimento face ao reconhecimento contábil mencionado. Parte dessa receita (correspondente a 18,17% no 1T03 e a 19,45% no 1T04) é repassada ao Gerador a título de Energia livre, que corresponde à energia disponibilizada pelos geradores, sem contrato, ao mercado durante o período do racionamento.

As deduções da receita bruta no 1T04 aumentaram R$ 14 milhões, ou 42,7% em relação ao mesmo período de 2003, passando de R$ 33 milhões para R$ 47. Este aumento foi impactado principalmente pela alteração na cobrança da Cofins ocorrida durante fevereiro de 2004, as deduções relativas a Cofins saltaram 195% na comparação entre os primeiros três meses de 2003 e 2004. Como resultado, a receita líquida aumentou R$ 16 milhões, ou 15,5%, no 1T04, passando de R$ 102 milhões para R$ 118 milhões.

Custo da energia vendida e dos serviços prestados

Composição dos custos
R$ mil

	1T04	**1T03**	**Variação**
Custo do serviço de energia elétrica	(86.138)	(70.096)	22,9%
Custo com energia elétrica	(57.244)	(41.424)	38,2%
Energia elétrica comprada para revenda	(48.062)	(34.810)	38,1%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(10)	-	n.m.
Custo de operação	(28.894)	(28.672)	0,8%
Custo do serviço prestado a terceiros	(257)	-	n.m.
Custo total dos produtos vendidos e dos serviços prestados	**(86.395)**	**(70.096)**	**23,3%**

O custo dos produtos vendidos e dos serviços prestados aumentou 23,3% no 1º trimestre de 2004 em comparação ao mesmo período de 2003, passando de R$ 70 milhões para R$ 86 milhões. O principal componente da estrutura de custos da Companhia é o custo com a energia elétrica, e este aumento é reflexo do reajuste dos preços da energia comprada por meio dos contratos iniciais, bem como pelo preço da nova energia contratada em função da liberação dos contratos iniciais e adquirida por meio de leilão. Estes reajustes estão em linha com os contratos estabelecidos.

Despesas/Receitas operacionais

As despesas operacionais, excluindo o resultado financeiro, somaram R$ 15 milhões no 1T04, o que representou um acréscimo de 4,5% em relação às despesas de R$ 14 milhões incorridas no 1T03. O principal motivo do aumento das despesas operacionais foi uma elevação de 53,2% nas despesas com vendas, que passaram de R$ 4 milhões no 1T03 para R$ 6 milhões no 1T04. Como percentual da receita líquida, as despesas com vendas aumentaram de 3,8% para 5,0%. O maior valor das despesas no 1T04 quando comparada com o 1T03 está relacionado com o reconhecimento pela ANEEL dos custos que a COSERN incorreu com o racionamento durante o período de sua vigência. Conforme autorização da ANEEL, esses custos passaram a ser recuperados via tarifa com correspondente lançamento das despesas reconhecidas no respectivo mês. Em contrapartida, as despesas gerais e administrativas contribuíram para a queda das despesas operacionais, apresentando uma redução de 7,2% em relação ao 1T03, passando de R$10 milhões para R$ 9 milhões. A redução das despesas gerais e administrativas ocorreu principalmente em função de redução na despesa com pessoal, devido a pagamento de contencioso trabalhista realizado em março/03.

EBITDA

Devido ao conjunto dos fatores mencionados acima, o EBITDA da Companhia foi reduzido em R$ 549mil, ou 2.2%, passando de R$ 25.555 mil no 1T03 para R$ 25.006 mil no 1T04. A margem EBITDA passou de 25,1% no 1T03 para 21,3% no 1T04, um descrésimo de 3,8 p.p.

Resultado financeiro

O resultado financeiro da Companhia nos primeiros 3 meses de 2004 foi de R$ 3 milhões, representando um aumento de R$ 12 milhões em relação ao resultado financeiro de R$ 9 milhões negativos apresentado no mesmo período de 2003. Este resultado é explicado em função da redução do endividamento total da Companhia, que passou de R$ 526 milhões em 31 de março de 2003 para R$ 437 milhões em 31 de março de 2004, além da queda acentuada no custo da dívida, principalmente devido àquela atrelada ao CDI. As receitas financeiras somaram R$ 21 milhões no 1T04, contra R$ 32 milhões no mesmo período de 2003, o que significou uma redução de 34,37%. As despesas financeiras foram reduzidas em R$ 23 milhões, ou 56,10%, passando de R$ 41 milhões no 1T03 para R$ 18 milhões no mesmo período de 2004. As reduções verificadas nas receitas e despesas financeiras foram ocasionadas principalmente pela redução do endividamento e pela desvalorização da moeda estrangeira em relação ao real no período. As receitas/despesas líquidas com variações cambiais e swap foi de R$ 2 milhões no 1T04, representando um aumento 233,33% em relação aos R$ 0,6 milhões do 1T03.

Lucro ou prejuízo do exercício

O lucro líquido até 31 de março de 2004 foi de R$ 12 milhões, um aumento de 126,5% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 5 milhões.

Liquidez e Recursos Financeiros

As principais necessidades de liquidez e recursos financeiros da Cosern incluem as seguintes:

i) dispêndios de capital para manutenção, desenvolvimento e expansão da rede de distribuição de energia elétrica;

ii) serviço da dívida;

iii) pagamentos de certos passivos relevantes por impostos federais gerados em exercícios anteriores;

iv) custos e despesas para a condução das operações;

v) repasse às geradoras da energia livre do período do racionamento; e

vi) pagamentos de dividendos e demais distribuições aos acionistas.

As principais fontes e liquidez de recursos financeiros da Companhia são:

i) recursos gerados pelas operações;

ii) recursos provenientes da Recomposição Tarifária Extraordinária relativa ao período de racionamento de energia;

iii) recursos captados junto a instituições financeiras públicas federais e estaduais;

iv) recursos captados junto a instituições financeiras do setor privado; e

v) recursos provenientes da subvenção econômica do Governo Federal para os consumidores da classe residencial baixa renda.

A arrecadação bruta obtida nos primeiros 3 meses de 2004, de R$ 164 milhões, aumentou 22,1% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 135 milhões. A geração de caixa no 1T04, calculada como a arrecadação bruta menos tributos e despesas operacionais, foi, portanto, de R$ 27 milhões, ou 44 % da arrecadação bruta.

A Cosern gerou R$ 25.006 mil em EBITDA no 1T04, contra R$ 25.555 mil no mesmo período de 2003. A Companhia acredita dispor de geração de caixa e fontes de financiamento suficientes para a continuidade do exercício de suas atividades, incluindo a cobertura de sua necessidade de capital de giro. Em 31 de março de 2004, a Companhia contava com um saldo de contas a receber de consumidores de R$ 109 milhões. Deste total, R$ 49 milhões, ou 45,3%, correspondiam a saldos vincendos e R$ 60 milhões, ou 54,7%, correspondiam a saldos vencidos, que por sua vez estavam divididos em R$ 27 milhões, ou 46,1%, vencidos há até noventa dias e R$ 32 milhões, ou 53,9%, vencidos há mais de noventa dias.

A Companhia experimentou um período de dificuldades de cobrança de alguns consumidores do setor público até Março/04, quando então renegociou os valores vencidos, que hoje se encontram contabilizados como títulos a receber. O saldo de títulos a receber em 31 de março de 2003 totalizava R$87 milhões, dos quais R$59 milhões, ou 67,8%, eram títulos vincendos e R$28 milhões, ou 32,2%, eram títulos vencidos. Do total de créditos, R$51 milhões estavam contabilizados no ativo circulante e R$36 milhões estavam contabilizados no realizável a longo prazo.

As provisões para créditos de liquidação duvidosa são constituídas de acordo com a norma do Manual de contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber. Em 31 de março de 2004, a provisão para créditos de liquidação duvidosa somava R$ 53 milhões, sendo que foram provisionados R$ 5 milhões durante o exercício.

Com relação ao Acordo Geral do Setor Elétrico, celebrado entre a ANEEL , a Câmara de Gestão da Crise, as geradoras e a distribuidoras de energia em dezembro de 2001, foi estabelecida a Recomposição Tarifária Extraordinária ("RTE"), através do incremente de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural, e 7,9% para as demais classes consumidoras. A ANEEL fixou o prazo máximo de permanência do adicional tarifário para a Recomposição Tarifária Extraordinária nas tarifas de 105 meses, contados a partir de dezembro de 2001. Posteriormente, esse prazo foi alterado para 102 meses. Em 31 de março de 2004, a Cosern contabilizava em seu ativo R$ 138 milhões relativos à recomposição tarifária extraordinária, dos quais R$ 23 milhões estavam classificados no circulante e R$ 115 no realizável a longo prazo.

Além da recomposição tarifária extraordinária, o Acordo Geral do Setor Elétrico previu também a compensação aos geradores pela energia livre, que foi a energia injetada no sistema elétrico durante o período de racionamento que não estava prevista nos contratos iniciais nem em contratos bilaterais. Estes valores devem ser repassados durante a vigência da recomposição tarifária extraordinária, sendo calculadas como a aplicação de 18,2% sobre a arrecadação da RTE. Em 31 de março de 2004, a Companhia contabilizava R$ 37 milhões em seu ativo relacionados à parcela a ser cobrada dos consumidores via RTE a ser repassada aos geradores. O valor referente ao repasse de recursos às geradoras contabilizado no passivo da Companhia na mesma data totalizava R$ 34 milhões. O efeito do repasse de recursos para as geradoras, portanto, é próximo de nulo.

A Cosern mantém em seu ativo imobilizado o benefício fiscal do ágio incorporado relativo à aquisição do direito de concessão delegado pelo poder público. O ágio tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão, e está sendo amortizado pelo período remanescente da concessão desde dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais e segundo projeções anuais de rentabilidade futura, como determina a Resolução da ANEEL que dispões sobre o tema. Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor de R$177 milhões estava contabilizado em seu ativo em 31 de março de 2004, sendo R$10 milhões no circulante e R$ 167 milhões no realizável a longo prazo.

Em 31 de março de 2003, a Cosern realizou a alienação das ações da Termoaçu de propriedade da Cosern para a Guaraniana, pelo valor de R$ 182 milhões. Naquela data, a Companhia registrou baixa no investimento de R$ 151 milhões referentes às ações alienadas, no ativo circulante de R$ 147 mil relativos aos custos iniciais e R$ 32 milhões no diferido, decorrentes dos encargos financeiros relacionados com os recursos repassados ou aportados no projeto, não sendo contabilizado lucro nesta transação. Durante o primeiro trimestre de 2004, conforme previsto no Contrato de Compra e Venda a Guaraniana liquidou seu débito junto à Cosern.

Em 31 de março de 2004, o endividamento total da Cosern junto a instituições financeiras somava R$ 437 milhões, considerando encargos da dívida de R$ 12 milhões, a parcela de curto prazo de R$ 248 milhões (incluindo R$ 16 milhões de ajuste de swap) e R$ 177 milhões no exigível de longo prazo. Naquela data, os empréstimos em moeda local correspondiam a: R$ 275 milhões, ou 63,1% do total, dos quais R$ 59 milhões correspondiam a linhas de capital de giro tomadas junto a instituições financeiras com vencimento até 20 de janeiro de 2005; R$ 111 milhões, ou 25,3% do total, correspondiam a linhas de financiamento para investimentos, tomados junto ao BNDES e à Eletrobrás, sendo uma parte desses recursos parcelados pelo Banco do Brasil, com vencimento final em 2014; e R$ 106 milhões referentes ao adiantamento dos recursos da recomposição tarifária extraordinária realizado via BNDES, com prazo de vencimento igual ao da vigência da tarifa extraordinária, terminando em 2010. Os empréstimos em moeda estrangeira somavam R$ 161 milhões, ou 36,9% do total, referentes a adiantamentos de contratos de câmbio com vencimentos no curto prazo, já incluindo um ajuste de R$ 16 milhões para operações de swap de taxas para reais. Até 31 de março de 2004, a Cosern saldou R$ 45.178 milhões relativos a empréstimos, financiamentos e encargos sobre a dívida, tendo realizado a captação de R$ 57.164 milhões adicionais para a cobertura de sua necessidade de caixa.

Com relação aos empréstimos e financiamentos, a Cosern está sujeita a certos covenants de desempenho e de nível de alavancagem. Os covenants contratados com o WestLB estão sendo cumpridos. Os covenants contratados com o BNDES não estão sendo cumpridos pela Companhia. Estes covenants são Patrimônio Líquido / Ativo Total > 50% e Endividamento Financeiro Líquido / Patrimônio Líquido < 40%. Em 31 de dezembro de 2003, os índices apresentados pela Companhia para estes covenants eram 44,2% e 81,5%, respectivamente. A Companhia apresentou proposta ao consórcio de bancos para o estabelecimento de convenants que estejam em consonância com os praticados pelo mercado, aguardando até o momento uma definição e resposta sobre o assunto. Com relação à política de hedge, visando se proteger de efeitos negativos que eventuais oscilações significativas nas cotações das moedas teriam sobre seu passivo em moeda estrangeira, com reflexo negativo sobre o resultado e o fluxo de caixa, a Companhia estabeleceu rigorosa política para todas as suas operações em moeda estrangeira, firmando contratos de swap com fim de se proteger dos referidos efeitos das variações cambiais.

Empréstimos e financiamentos em 31/3/2004

	Encargos	Circulante	Longo Prazo	Total	Custo	Vcto. final	%total
Moeda nacional							
Capital de giro	**8.615**	**50.511**	**-**	**59.126**			**13,5%**
Itaú	7.280	7.858	-	15.138	110% CDI	2004	3,5%
Santander	1.335	42.653	-	43.988	110% CDI	2005	10,1%
Investimentos	**576**	**29.922**	**80.160**	**110.658**			**25,3%**
BNDES	234	12.373	40.298	52.905	TJLP + 4,5%	2008	12,1%
Banco do Brasil	339	15.245	34.866	50.450	IGP-M/TJLP + 10,136%	2014	11,6%
Eletrobás	3	2.304	4.996	7.303	6 a 12% a.a.	2013	1,7%
Emergencial	**798**	**8.365**	**96.509**	**105.672**			**24,2%**
BNDES	798	8.365	96.509	105.672	SELIC + 1%	2010	24,2%
Total moeda nacional	**9.989**	**88.798**	**176.669**	**275.456**			**63,1%**
Moeda estrangeira							
Capital de giro	**1.744**	**143.350**	**-**	**145.094**			**33,2%**
WestLB	490	64.275	-	64.765	65% CDI	2004	14,8%
Itaú	1.252	58.432	-	59.684	102,45% CDI	2004	13,7%
Bradesco	2	20.643	-	20.645	CDI + 2,8/2,9%	2004	4,7%
Ajuste Swap	**-**	**16.158**	**-**	**16.158**		**2004**	**3,7%**
Total moeda estrangeira	**1.744**	**159.508**	**-**	**161.252**			**36,9%**
Total	**11.733**	**248.306**	**176.669**	**436.708**			**100,0%**

Cronograma de vencimento da dívida em 31/3/2004	
Curto prazo	260.039
2005	25.254
2006	33.738
2007	33.723
2008	27.261
2009	20.809
Após 2009	35.884
Total	**436.708**

Em abril de 2000, a Cosern aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS lançado pelo governo. Como parte do programa, a Companhia declarou seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal e ao INSS. As condições mais vantajosas para a amortização da dívida, dentre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador para a TJLP, foram fatores determinantes para a adesão ao programa. O débito consolidado será pago em sessenta parcelas mensais consecutivas, das quais já foram quitadas 45 parcelas. As regras do programam estabelecem como condição de permanência a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições. Em 31 de março de 2004, o valor dos financiamentos relativos ao REFIS somava R$ 2 milhões. Além dos impostos relativos ao REFIS, a Cosern registrou os tributos e contribuições sociais calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária com como o valor da contribuição social sobre o lucro calculados sobre o saldo da correção monetária complementar, a ser depreciado, bem como sobre a variação cambial de contratos em moeda estrangeira. Em 31 de março de 2004, o valor total de tributos e contribuições diferidos somava R$ 64 milhões, dos quais R$ 9 milhões estavam classificados no passivo circulante e R$ 56 milhões no exigível a longo prazo.

Durante os primeiros 3 meses de 2004, a Cosern investiu R$ 11 milhões, aplicados na melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento elétrico e dos serviços prestados aos clientes, contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Norte. O investimento apresentou um crescimento de 14,3% em relação ao mesmo período de 2003, quando foram investidos R$ 9 milhões. Além disso, conforme já descrito acima, em 2003 a Cosern realizou a alienação de sua participação no projeto da Termoaçu, sendo que a Companhia não terá mais necessidade de investimentos adicionais no projeto. A Companhia prevê realizar investimentos da ordem de R$ 342 milhões nos próximos 4 anos, incluindo investimentos em: projetos especiais, tais como o Programa de Eletrificação Luz no Campo, da Rede Básica, de Normas e Padrões, de Pesquisa e Desenvolvimento e do Programa de Universalização do Fornecimento de Energia; expansão da rede; e novas ligações, entre outros. Parte dos recursos para a realização destes investimentos é proveniente de empréstimos subsidiados repassados pelo Governo Federal e pelo Governo do Estado do Rio Grande do Norte, sendo que a Cosern está condicionando a realização de parte dos investimentos à disponibilidades destes recursos.

Posteriormente, procedeu-se à incorporação da Ibidem pela Cosern. Referida incorporação foi efetivada levando-se em conta o valor do patrimônio líquido da Ibidem, cujos elementos patrimoniais ativos e passivos se encontram refletidos em seu balanço de 30 de novembro de 2000, avaliado pelo valor contábil de R$ 429,661 milhões, assim discriminado:

	30/11/2000
Caixa	1 mil
Investimento em controlada	212,734 milhões
Ágio a amortizar	638,018 milhões
Provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido – PMIPL	(421,092 milhões)
Patrimônio Líquido	429,661 milhões

Os registros contábeis efetuados na Cosern, para fins societários e fiscais, apresentam contas específicas relacionadas ao ágio, provisão, amortização e reversão da provisão constituída e crédito fiscal. A parcela do acervo líquido originado da incorporação, correspondente à economia fiscal futura, no valor de R$216,9 milhões, foi registrada em conta de reserva especial de ágio, no patrimônio líquido.

Outras Informações

No último e presente exercícios sociais, não houve nenhuma oferta pública de aquisição de ações da Emissora efetuada por terceiros ou efetuada pela Emissora com vistas à aquisição de ações de emissão de outras companhias.

Nos últimos dois exercícios sociais e no presente, não houve ofertas públicas de distribuição efetuadas pela Companhia ou por terceiros envolvendo valores mobiliários de emissão da Cosern, bem como ofertas públicas feitas pela Cosern relativas a ações de emissão de outra companhia.

A Companhia não possui contratos relevantes não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

Atividades da Cosern

Aspectos Gerais

A Cosern tem por objeto social (i) estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito; e (ii) atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo.

Através do Contrato de Concessão nº 08/97, de 31 de dezembro de 1997, a União concedeu à Cosern o direito à exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica e das instalações de transmissão necessárias à distribuição no Estado do Rio Grande do Norte.

São acessórias à distribuição de energia elétrica pela Cosern as seguintes atividades: (i) ligação e vistoria da unidade consumidora; (ii) aferição de medidor a pedido do consumidor; (iii) verificação do nível de tensão a pedido do consumidor; (iv) religação de unidade consumidora; (v) faturamento e arrecadação; (vi) averiguação de danos no sistema; e (vii) construção de novas linhas de transmissão e distribuição.

As tarifas aplicáveis na prestação dos serviços são homologadas pelo Poder Concedente e são passíveis de reajuste e revisão, sendo que os reajustes são procedidos anualmente e as revisões a qualquer tempo, além de revisão abrangente que ocorre a cada cinco anos, todos esses prazos contados a partir de 22 de abril de 1997 (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Contratos relevantes à atividade da Cosern – Contrato de Concessão").

Serviços

Transmissão e Distribuição

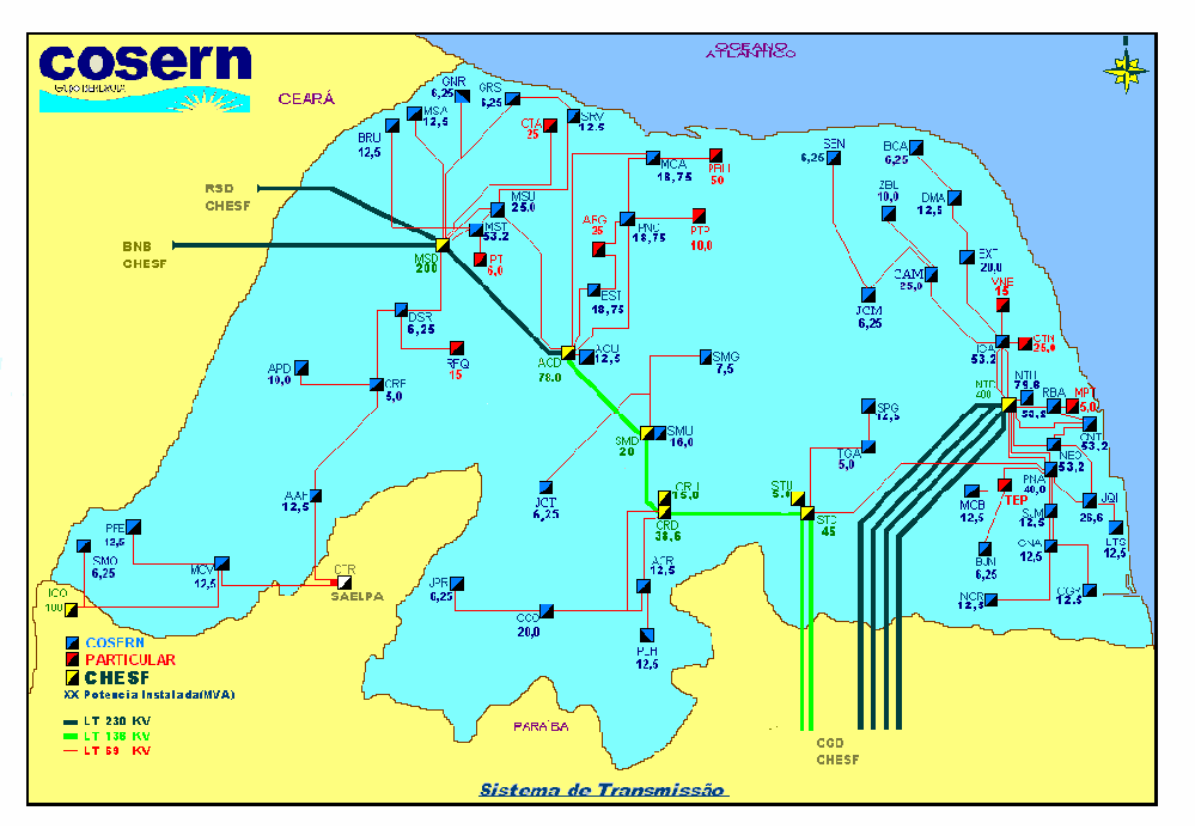
O setor de energia elétrica pode ser segmentado em quatro funções básicas: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. De acordo com o Contrato de Concessão, a Cosern está autorizada pelo Poder Concedente a explorar os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica.

Os segmentos de transmissão e distribuição são responsáveis pelo transporte da energia elétrica. A transmissão pode ser considerada como uma rede de transporte atacadista, pela qual se transportam grandes volumes de energia em alta voltagem, enquanto a distribuição pode ser definida como a rede de transporte varejista, transportando volumes menores e em tensão mais baixa.

No Brasil, a eletricidade é transmitida em níveis variáveis de alta tensão (750 kV, 600 kV, 500 kV, 450 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV). A rede de distribuição da Cosern é composta por linhas de alta tensão (69 kV), média tensão (13,8 kV) e baixa tensão (380/220).

Toda a rede de distribuição e transmissão da Cosern é aérea, estando conectada ao sistema de geração e transmissão da CHESF por meio de linhas de suprimento que vêm de 8 subestações: Açu II, Currais Novos II, Mossoró II, Natal II, Santa Cruz I, Santa Cruz II, Santana dos Matos II e Icó.

A rede de transmissão da CHESF e as subestações da Cosern estão representadas no mapa abaixo:



Rede de Transmissão

Em 31 de dezembro de 2003, a rede de transmissão da Cosern era composta por 1.806,8 Km de linhas de transmissão de 69 kV e por 51 subestações, com uma capacidade instalada total de 881,15 MVA. As subestações transformam a tensão de 69 kV em 13,8 kV. Outros itens significativos nos equipamentos da Cosern incluem, além da rede de distribuição e transmissão, transformadores, disjuntores e chaves de interrupção de carga.

Antes da privatização, a rede de transmissão da Cosern era deficitária em relação à rede de distribuição. A Companhia investiu vultosos recursos nos primeiros dois anos após a privatização para equalizar essa situação. Em 1998 e 1999, foram construídos 149,8 Km e 99,6 Km de linhas de transmissão em 69 kV, respectivamente. Ainda em 1999, foram construídas 5 novas subestações. Nos últimos 4 exercícios, foram construídos 359,99 Km de linhas de transmissão em 69 kV e construídas 11 novas subestações contando com a aquisição da subestação móvel.

Rede de Distribuição

Em 31 de dezembro de 2003, a rede de distribuição da Cosern era composta por 385.111 postes, com aproximadamente 30.306Km de linhas e 19.866 transformadores de distribuição, com uma capacidade instalada total de 752MVA. A Cosern fornece energia em alta tensão (69 kV) para 9 de seus maiores consumidores, enquanto que o restante dos consumidores recebe energia em média tensão (13,8 kV) ou baixa tensão (380/220V). O principal centro urbano servido pela Cosern é Natal, que representa 60 do mercado consumidor da Companhia.

A tabela seguinte contém informações a respeito da rede de distribuição e transmissão referentes aos últimos cinco anos:

	1999	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
Rede de Transmissão					
Linhas de Transmissão (km) 69 kV	1.446,8	1.498,9	1.642,0	1.716,1	1.806,8
Potência Instalada em transformadores de Subestações (MVA)	794,90	823,65	851,15	867,40	881,15
Subestações	40	43	47	50	51
Rede de distribuição					
Linhas de distribuição até 13,8 kV (km)	23.119	24.053	25.359	26.278	30.306
Potência Instalada em transformadores de Distribuição	497.360	527.895	612.000	680.000	752.000
Número de postes	291.081	305.857	326.585	340.752	385.111
Número de localidades servidas					
Sedes	167	167	167	167	167

Fonte: Cosern

Performance da Rede

Até dezembro de 2000, os critérios utilizados para a avaliação da performance da rede de distribuição de energia elétrica haviam dois índices definidos na Portaria nº 46, de 17 de abril de 1978, do DNAEE: (i) o índice de duração equivalente de interrupção por consumidor – DEC, que define o espaço de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado de fornecimento de energia elétrica, no período considerado e (ii) o índice de freqüência equivalente de interrupção por consumidor – FEC, que define o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período considerado.

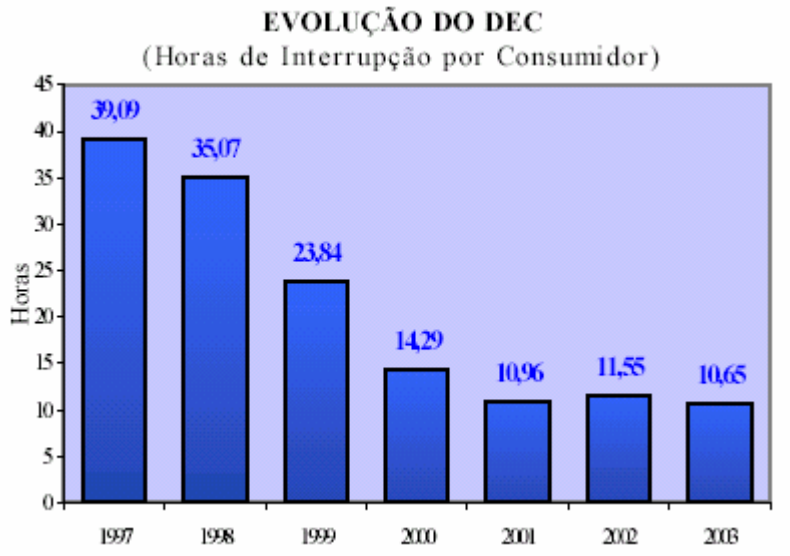
Tendo em vista a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições referentes à continuidade da distribuição de energia elétrica definidas na Portaria nº 46/78, do DNAEE, a ANEEL editou a Resolução nº 24, de 27 de janeiro de 2000. Esta Resolução determina novos indicadores que expressem não somente índices de performance vinculados a conjuntos de consumidores, como também aos consumidores individualmente considerados.

Assim, além da apuração dos índices DEC e FEC, as concessionárias deverão apurar a duração e freqüência de interrupção individual por unidade consumidora – DIC e FIC – bem como deverão respeitar o limite de duração máxima de interrupção contínua da distribuição de energia elétrica para uma unidade consumidora – DMIC. Isso significa uma apuração mais efetiva e real da continuidade da distribuição de energia elétrica.

A Resolução nº 502, de 7 de dezembro de 2000, da ANEEL, estabeleceu as metas anuais de DEC e FEC a serem observadas pela Cosern, no período de 2001 a 2003, para cada conjunto de consumidores. A Resolução nº 659, de 11 de dezembro de 2003, da ANEEL, por sua vez, fixa as metas a serem observadas a partir de 2004. As metas mensais e trimestrais de DEC e FEC correspondem, respectivamente, a 30% e 60% dos valores das metas anuais.

Em 2001, a Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor - DEC do Rio Grande do Norte foi de 10,85 horas de interrupção, o quinto melhor desempenho do Brasil. Com relação ao ano de 2000, o DEC sofreu redução de 24,02%. Em 2002, com o DEC de 11,55 horas de interrupção, o sistema de distribuição no Rio Grande do Norte registrou o segundo melhor desempenho dentre todos os Estados, sendo superado apenas por São Paulo. Mesmo assim, o índice representou elevação de 5,38%, em comparação a 2001.

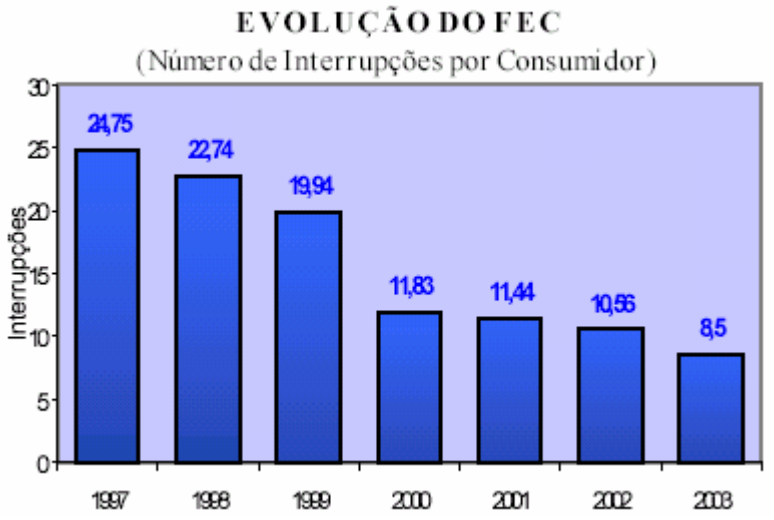
Em 2003, o sistema de distribuição da Cosern registrou índice DEC de 10,65 horas de interrupção, uma redução de 7,79% quando comparado com 2002. A tabela abaixo mostra a evolução do índice DEC – 1997/2003:



Fonte: Cosern

No que se refere à FEC do Rio Grande do Norte, em 2001 foram registradas 11,01 interrupções, a sexta melhor do Brasil. A redução com relação ao ano 2000 foi de 6,93%. No ano de 2002, o FEC de 10,56 interrupções no sistema de distribuição do Rio Grande do Norte foi considerado o terceiro melhor desempenho nacional, ficando apenas de Minas Gerais e São Paulo. O índice significou uma redução de 7,69% em relação ao verificado em 2001.

O FEC de 8,50 interrupções em 2003 representou redução de 19,51% em relação ao verificado em 2002. A tabela a seguir mostra a evolução do índice FEC no período 1997-2003:



Fonte: Cosern

Perdas

As perdas de energia podem ser entendidas como a diferença entre a energia comprada e a energia efetivamente vendida. As perdas de eletricidade da Cosern podem ser divididas em duas categorias: (i) perdas técnicas, ou seja, aquelas relacionadas com as características físicas das redes de transmissão e distribuição, e (ii) perdas comerciais ou não técnicas, derivadas de problemas como fraude, conexões ilegais e medição incorreta.

Após a privatização, a Cosern deu início ao Plano de Redução de Perdas, cuja implementação reverteu tendência de aumento observada até então. Dentre as medidas tomadas, pode-se destacar:

i) regularização de ligações clandestinas;

ii) inspeção a clientes de baixa tensão;

iii) calibração em campo de medidores dos clientes com tensão de fornecimento em alta tensão;

iv) regularização de clientes que se religaram na rede de forma clandestina; e

v) instalação de MVAr em bancos de capacitores em alimentadores de distribuição para redução das perdas técnicas.

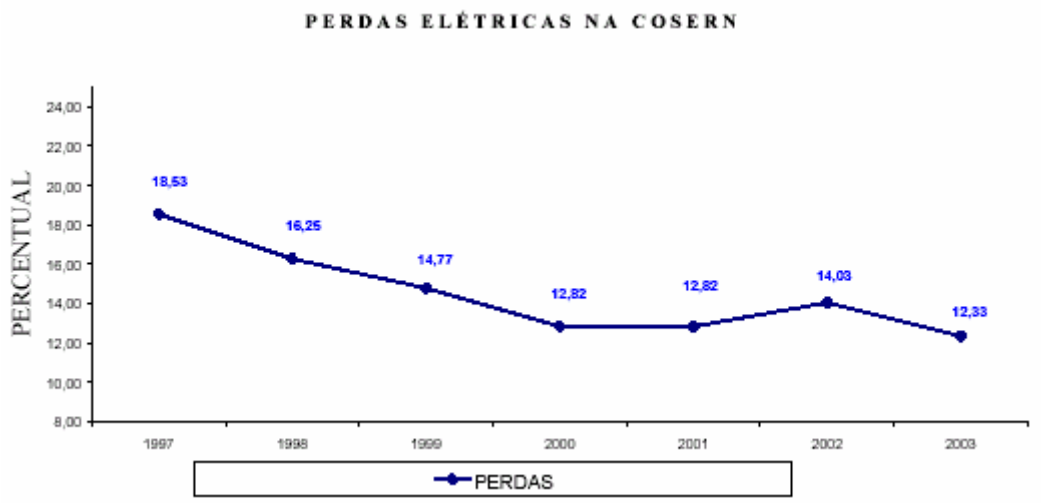
O índice de perdas em 2001 foi de 12,82%, ou seja, 382.190 MWh de energia. A meta prevista era de 12,4%, não cumprida devido à crise de racionamento de energia ocorrida a partir de maio daquele ano. Em relação ao ano 2000, a redução na energia perdida em 2001 foi de 25.655 MWh (6,3%).

No que se refere à recuperação de energia perdida, em 2001, através dos planos de inspeção e fiscalização das unidades consumidoras foram recuperados 7.783 MWh, equivalentes a R$1,6 milhão. O valor representa um acréscimo de recuperação de 1.116 MWh (16,7%) em relação ao ano 2000.

Em 2002 foram recuperados 16.455 MWh de energia, o que representa aumento de 111,4% em relação aos valores de 2001. Mesmo assim, registrou-se índice de perdas de 14,03%. A elevação de 1,21% em relação ao índice verificado no ano anterior foi motivada pelo aumento dos casos de furto de energia elétrica por parte dos consumidores, como conseqüência do plano de racionamento de energia. Isso pode ser comprovado pelo aumento significativo do número de fraudes constatadas e pela energia recuperada pelas equipes de fiscalização da Cosern. Por outro lado, a menor quantidade de energia comprada, em relação ao previsto, fez com que este índice sofresse elevação com respeito ao projetado.

Em 2003, o índice de perdas de energia elétrica atingiu 12,33%, o menor índice registrado na Cosern nos últimos 13 anos. Nos seis anos posteriores à privatização, a Companhia reduziu em 6,2% esse indicador, o que representa uma economia por ano na compra de energia de aproximadamente R$ 17 milhões.

O gráfico abaixo mostra a evolução do índice de perdas elétricas na Cosern entre os anos de 1997 e 2003:



Fonte: Cosern

Conservação de energia

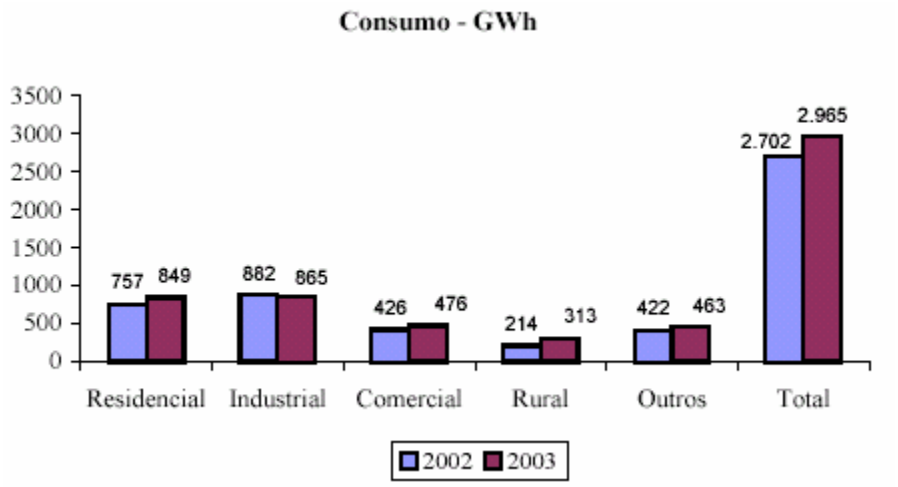
Segundo o Relatório Síntese dos Programas de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica – PROCEL aprovado pela ANEEL, a Cosern investe 0,5% da receita operacional líquida em programas de eficiência energética e 0,5% em programas de pesquisa e desenvolvimento.

Em 2003, a energia economizada pela Cosern correspondeu a 6,52 GWh/ano. A economia representou 0,22% de todo o mercado de distribuição da Companhia, equivalente a 2.965 GWh/ano.

Consumidores

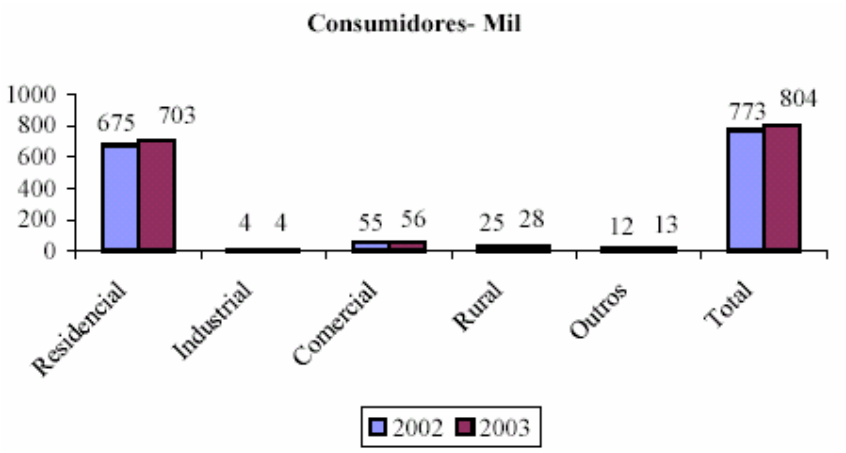
Os consumidores da Cosern são classificados em oito categorias principais: (i) residencial; (ii) comércio, serviços e outras atividades (incluindo universidades e hospitais); (iii) industrial (compreendendo a manufatura e atividades de processamento); (iv) poder público (compreendendo órgãos municipais, estaduais e federais); (v) iluminação pública; (vi) serviços públicos (compreendendo água, esgoto e saneamento); (vii) rural; e (viii) consumo próprio.

As classes de consumidores da Cosern estão distribuídas em dois grandes grupos: (i) o Grupo A, que compreende os consumidores com fornecimento de energia em nível de tensão igual ou superior a 13,8 kV; e (ii) o Grupo B, que compreende os demais consumidores. O mercado consumidor, no ano de 2003, obteve um crescimento de 9,73% em relação ao ano anterior, ficando com isso acima da média do Nordeste, 8,90%. A tabela abaixo ilustra a evolução do consumo de energia elétrica no ano de 2003:



Fonte: Cosern

A Cosern apresentou incremento de 31.436 novos clientes em relação a 2002, encerrando o ano com 804.105 clientes, um crescimento de 4,07%. A classe industrial foi a única que apresentou um desempenho negativo em relação 2002. O grande destaque ficou com a classe rural que apresentou um crescimento extraordinário devido à atividade da carcinicultura. A tabela abaixo mostra a evolução no número de consumidores por classe em 2003:



Fonte: Cosern

Consumidores Livres

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, alterada pela Lei nº 9.648/98, aboliu parcialmente a exclusividade do fornecimento de energia elétrica de que gozavam as concessionárias dentro das respectivas áreas de concessão. O seu artigo 15 prevê etapas nesse processo de implementação do modelo concorrencial. A partir da edição da Lei (i) consumidor com carga igual ou maior que 10 MW, atendido em tensão igual ou superior a 69kV, pode optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica; (ii) a partir de julho de 1998, tais consumidores puderam estender sua

opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado; (iii) a partir de julho de 2000, os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69kV, poderão optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado; e (iv) a partir de julho de 2003, o Poder Concedente poderá reduzir os limites de cargas e tensão anteriormente mencionados na forma que especificar.

Atualmente, a Cosern possui apenas um consumidor parcialmente livre. O quadro abaixo discrimina esse Consumidor e sua representatividade no total das vendas físicas de energia elétrica e receita líquida da Cosern em março de 2004.

Descrição - Coteminas	Ponta	Fora de Ponta	Total
Demanda (MW)	0,75	6,1	
Uso (MW)	18,37	14,55	
Energia (MWh)	200	3.650	3.850
Receita Líquida - Cativo (R$)	34.408,46	258.708,96	514.772,23
Receita Líquida - Uso (R$)	301.347,84	161.348,84	462.696,68
Tarifa média cativo (R$/MWh)	172,04	70,88	133,71

Fonte: Cosern

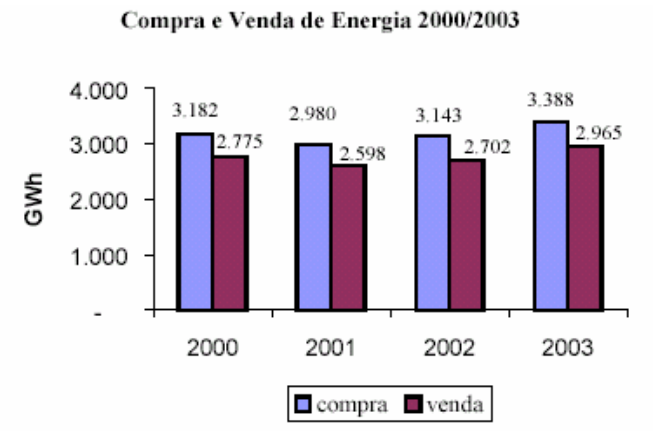
Vendas

Em 2002, a Cosern registrou venda de 2.696 GWh, representando um crescimento de 3,93% se comparado a 2001, enquanto sua base de clientes expandiu-se em 3,72% no mesmo período, atingindo 772.571 clientes.

A composição percentual do volume de vendas por classe de consumidor foi alterada em 2002, sendo a classe residencial a mais afetada, reduzindo em 1,6 % a sua participação no total. O segmento que se contrapôs ao comportamento da classe residencial foi o industrial, que apresentou um crescimento de 1,5% na sua estrutura de participação em relação ao ano de 2001. A média de consumo mensal por consumidor em 2002 foi de 291 kWh. A maior parte do aumento do volume de venda foi causada diretamente pelo aumento nos níveis de consumo e atividade econômica ocorridos no Estado.

No ano de 2003, a energia requerida pelo sistema Cosern apresentou um crescimento de 7,81% em relação à verificada no ano anterior, enquanto as vendas cresceram 9,73%.

O gráfico a seguir demonstra a compra e a venda para o intervalo de 2000 – 2003:



Compra: Não contempla o montante de energia referente às perdas na Rede Básica.
Venda: Não contempla operações no MAE

Fonte: Cosern

A tabela abaixo demonstra o número de consumidores e consumo de energia por classe de consumidores, com respectivas porcentagens, no dia 31 de dezembro de 2003:

Nº de Consumidores e Consumo de Energia por Classe				
	Nº consumidores	%	Consumo MWh	%
Residencial	702.581	87,37	849.153	28,64
Industrial	4.370	0,54	864.721	29,17
Com. Serv. e Outras Atividades	56.437	7,02	475.572	16,04
Rural	27.891	3,47	312.638	10,55
Poder Público	9.467	1,18	146.099	4,93
Iluminação Pública	1.957	0,24	117.996	3,98
Serviço Público	1.307	0,16	191.693	6,47
Consumo Próprio	94	0,02	6.019	0,20
Suprimento	1	-	735	0,02
Total:	**804.105**	**100,00**	**2.964.626**	**100,00**

Fonte: Cosern

O valor das vendas de energia elétrica em 31 de dezembro de 2003 representou 98,82% da receita operacional bruta da Companhia. A receita líquida das vendas aumentou 6,37% em 31 de dezembro de 2003 em relação ao ano de 2002, por sua vez 18,08% superior ao ano de 2001. As classes residencial, comercial e industrial geraram respectivamente um aumento na receita de 35,32%, 26,27% e 13,93% em 2003, comparado com 2002. Esse aumento deveu-se principalmente ao aumento do número de consumidores em cada classe e ao reajuste de 11,49% nas tarifas realizado em abril de 2002.

A tabela abaixo mostra a receita, por classe de consumidor, auferida no período entre os anos de 1999 e 2003:

Receita (em R$ milhões)	1999	2000	2001	2002	2003
Residencial	135.633	166.123	146.529	145.289	196.700
Comercial	57.395	73.411	73.734	98.302	119.726
Industrial	74.464	83.431	94.767	126.863	141.632
Poder Público	18.868	23.935	23.512	31.503	39.047
Iluminação Pública	13.751	15.309	12.539	15.897	17.346
Rural	12.590	12.439	15.178	25.081	37.487
Serviço Público	15.150	22.293	22.306	31.430	31.690
Total	327.851	396.941	388.565	474.365	583.627

Tarifas

As tarifas são cobradas pela Cosern com base nos seguintes fatores: (i) classificação do consumidor em relação aos grupos de demanda (A e B); (ii) potência demandada e efetivamente consumida; (iii) energia efetivamente consumida; (iv) meses do ano em que é efetuado o fornecimento; e (v) o horário de fornecimento.

Os critérios expostos acima são utilizados na definição de dois sistemas tarifários: (i) o sistema tarifário horo sazonal, e (ii) o sistema tarifário convencional.

O sistema horo sazonal é aplicável somente aos consumidores do grupo A (aqueles cuja tensão demandada seja igual ou superior a 13,8 kV) que optarem por este sistema. Os consumidores desse grupo pagam, de acordo com esse sistema: (i) pela potência contratada e efetivamente consumida, e (ii) pela quantidade de energia efetivamente consumida. O valor da tarifa é calculado com base no horário (de ponta ou fora de ponta) e nos períodos (secos ou úmidos) de fornecimento.

O sistema tarifário convencional é aplicável a todos os consumidores do Grupo B e aos consumidores do Grupo A que não optarem pelo sistema horo sazonal, sendo calculado sobre a energia efetivamente consumida, sem considerar horário ou sazonalidade. Em relação a estes consumidores do Grupo A, é aplicado um adicional à tarifa convencional em função do maior dos valores obtidos entre a demanda máxima registrada ou a contratada.

As tarifas de fornecimento praticadas pela Companhia na data deste Prospecto são aquelas determinadas pela Resolução Homologatória nº 109, de 20 de abril de 2004, a ANEEL (veja o Anexo VII deste Prospecto)

As tarifas estão sujeitas aos seguintes procedimentos de reajuste e revisão:

i) reajuste anual, realizado em 22 de abril de cada ano, com base em uma fórmula que visa a (a) compensar variações nos custos da Cosern representados pela cota da RGR, pela CCC, pelos encargos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, pela TFSEE, pelos encargos de conexão e uso do sistema de transmissão e pela compra de energia elétrica para revenda (conhecidos como "Parcela A"), e (b) atualizar a parte das tarifas que não corresponda àqueles custos (excluído o ICMS) por índice de inflação (o IGP-M ou índice que o substitua) (conhecida como "Parcela B");

ii) revisão extraordinária, que pode ser solicitada pela Cosern a qualquer tempo, caso ocorram alterações significativas nos seus custos (incluindo alterações devidas a mudanças nas tarifas de compra de energia, a mudanças nos encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, ou à criação, alteração ou extinção de tributos, exceto o imposto sobre a renda), de modo a restaurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão; e

iii) revisão periódica, que deve ter lugar um ano após o quinto reajuste anual concedido e, depois disto, a cada cinco anos, para que o Poder Concedente possa rever as tarifas, para mais ou para menos, considerando eventuais alterações na estrutura de custos e de mercado da Cosern, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional e a necessidade de promover a eficiência e a modicidade das tarifas. Esta revisão será implementada através da determinação de uma variável, conhecida como "Fator X" (atualmente com valor igual a zero), que integra a fórmula do reajuste anual e atua como redutor ou aumentador do IGP-M, ou índice que venha a substituí-lo, aplicável no reajuste.

A fórmula do reajuste anual é a seguinte:

$$\text{índice de reajuste} = \frac{\text{Parcela A + Parcela B x (IGP-M + ou – Fator X)}}{\text{Receita Anual da Cosern}}$$

Em função da Parcela A do reajuste, a Cosern pode repassar para as tarifas parte de seus custos não gerenciáveis. Entre 2002 e 2003, por exemplo, o custo da energia elétrica para a Companhia aumentou cerca de 7,02%, principalmente em função da variação de da variação do crescimento médio de 26,25% nas tarifas e redução de 15,24 % do mercado total contratado.

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Os montantes e variação dos itens de custo da "Parcela A" devem ser neutros, isto é, repassados integralmente para as tarifas. As variações de custos de energia comprada, em decorrência do início da redução dos contratos iniciais (25%), foram reconhecidas no reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003, porém, as variações de custos de energia comprada, ocorridos no período entre 1º de janeiro de 2003 e o reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003, acumularam custos não reconhecidos no reposicionamento tarifário da Companhia.

A Companhia reconheceu como custos da "Parcela A" os valores inerentes a essas variações no montante de R$1,2 milhão referente à energia comprada. O valor correspondente ao período de 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003 já está sendo recuperado através do último reajuste tarifário de 22 de abril de 2003, e ao período de 23 de março de 2003 a 23 de março de 2004 será recuperado no próximo reajuste tarifário. A tabela abaixo demonstra a composição da CVA em 31 de dezembro de 2002 e 31 de dezembro de 2003:

	Ativo			**Passivo**		
Composição	Circulante	Longo Prazo	Total	Circulante	Longo Prazo	Total
CVA – 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001	-	11.696	11.696	-	1.777	1.777
CVA – 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2002	195	-	195	30	-	30
CVA – 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003	4.839	-	4.839	4.141	-	4.141
CVA – 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004	-	10.718	10.718	-	642	642
Total em 31/12/2003	5.034	22.414	27.448	4.171	2.419	6.590
Total em 31/12/2002	7.108	9.483	16.591	6.629	1.441	8.070

Fonte: Cosern

Em 2003 ocorreu a primeira revisão tarifária periódica da Cosern. Seu resultado foi divulgado através da Resolução nº 200, de 16 de abril de 2003, da ANEEL, com um reposicionamento de 11,49% e Fator X de 1,78%, para os reajustes anuais de 2004 a 2007. O índice de reposicionamento médio, de 11,49%, tem aplicação diferenciada para as categorias de consumo em razão do Decreto nº 4.667, de abril de 2003, devido ao fim gradual dos subsídios cruzados existentes entre grupos de consumo. Dessa forma as unidades consumidoras do Grupo A3 (69 kV) tiveram as tarifas elevadas em 11,65%, as do Grupo A4 (13,8 kV) em 13,98% e as do Grupo B (220/380V) em 10,38%. Essas novas tarifas passaram a valer para os consumos que ocorreram após 21 de abril de 2003.

Acordo Geral do Setor Elétrico e Recomposição Tarifária Extraordinária

A Resolução da Câmara de Gestão da Crise – GCE nº 91, de 21 de dezembro de 2001, e as Resoluções nº 31, de 24 de janeiro de 2002 e nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, da ANEEL, regulamentaram o denominado "Acordo Geral do Setor Elétrico", estabelecendo que a recomposição tarifária motivada pela crise do racionamento dar-se-ia através de incremento de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras.

A ANEEL homologou, em 29 de agosto de 2002, os respectivos valores da recomposição tarifária através das Resoluções nº 480 (para o período de 1º de junho de 2001 a 31 de dezembro de 2001) e nº 481 (para o período de 1º de janeiro de 2002 a 28 de fevereiro de 2002). Através da Resolução nº 484, de 29 de agosto de 2002, fixou o prazo máximo de permanência do adicional tarifário para a Recomposição Tarifária Extraordinária nas tarifas de fornecimento, que é 105 meses, contados a partir de dezembro de 2001. Mediante a Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, a ANEEL alterou o prazo máximo de recuperação para 102 meses, excluindo deste prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A", relativos ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001. A Companhia constituiu provisão para ajuste de realização desse ativo, no valor de R$10,6 milhões.

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

i) recomposição tarifária das perdas com faturamento no período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica:

Composição	**2003**	**2002**
Recomposição tarifária do racionamento (homologado)	130.237	130.237
Remuneração financeira da perda da receita	60.213	25.730
Provisão para ajuste do valor de realização	(10.602)	-
(-) Reversão acumulada	(42.102)	(21.747)
Total	137.746	134.493
Ativo Circulante	(22.028)	(23.552)
Ativo realizável a longo prazo	115.718	110.971
Conciliação do resultado	**2003**	**2002**
Recomposição tarifária do racionamento	-	25.861
(-) Reversão da recomposição tarifária	(20.628)	(21.474)
Efeito no resultado	(20.628)	4.387

Fonte: Cosern

ii) Energia livre – racionamento:

A energia livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais. A Resolução nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, da ANEEL, estabeleceu os procedimentos para registro contábil dos efeitos decorrentes da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que concerne a energia livre. Os registros contábeis devem ser feitos simultaneamente nos ativos e passivos circulantes e longo prazo, tendo como contrapartida, respectivamente, as contas de receita de fornecimento e despesa de energia comprada. Como o Acordo do Setor Elétrico não prevê qualquer custo adicional para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, advindo do reconhecimento contábil da energia livre, a Companhia registrou, no passivo circulante, o montante dos tributos e encargos setoriais reconhecidos.

Os valores contabilizados em 31 de dezembro de 2003 e 2002 como energia livre, homologados pela ANEEL através da Resolução nº 483, de 29 de agosto de 2002, e retificados pela Resolução Normativa nº 01, de 12 de janeiro de 2004, têm a seguinte composição:

	Ativo		**Passivo**		**Resultado**	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo	Receita	Despesa
Energia Livre	8.596	25.369	8.545	25.369	-	-
Tributos e encargos setoriais	195	-	(386)	(2.262)	245	1.115
(-) Reversão	(4.159)	-	(3.705)	-	(4.159)	-
Remuneração Financeira	-	6.171	-	6.171	6.171	(6.171)
Total em 31/12/2003	4.387	31.540	4.454	29.278	2.257	(5.056)
Total em 31/12/2002	7.108	35.153	-	33.915	4.393	(4.237)

Fonte: Cosern

A ANEEL, através da Resolução nº 36, de 29 de janeiro de 2003, alterada pela Resolução nº 89, de 25 de fevereiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para a recuperação e repasse aos geradores, a partir de fevereiro de 2003, dos valores de energia livre, calculados com a aplicação de 18,17% sobre a arrecadação da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

iii) valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A:

Conforme acima descrito, a CVA registra as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. A tabela abaixo demonstra a composição da CVA em 31 de dezembro de 2003:

	Ativo longo prazo	Passivo longo prazo
Subvenção para conta de consumo de combustível – CCC	1.116	-
Reserva global de reversão – RGR	-	617
Taxa de fiscalização de serviço de energia elétrica – TFSEE	87	-
Encargos de conexão no sistema de transmissão	-	1.160
Tarifas de utilização do sistema de transmissão – TUST	3.263	-
Energia comprada para revenda	7.230	-
Total em 31 de dezembro de 2003	11.696	1.777
Total em 31 de dezembro de 2002	9.483	1.441

Fonte: Cosern

A Resolução nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, da ANEEL, definiu os itens da "Parcela A" referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE. Mediante a Resolução n° 001, de 12 de janeiro de 2004, foi excluído o prazo máximo de recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A".

iv) Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica:

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu inicialmente, financiamento no valor de R$116 milhões para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Sobre o principal da dívida incidem encargos à taxa SELIC, acrescidos de 1% ao ano, sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

Contas Pendentes e Débitos de Liquidação Duvidosa

Em 31 de dezembro de 2003, a Companhia possuía um total de contas a receber de consumidores de aproximadamente R$140,6 milhões, 1,1% inferior ao ano de 2002. Desse total, 41,8% correspondiam a créditos vincendos, 26,9% correspondiam a créditos vencidos até 90 dias e 31,3% correspondiam a créditos vencidos a mais de 90 dias. Em 31 de dezembro de 2003, o total de créditos vencidos representavam cerca de 13,4% da receita operacional bruta da Cosern no ano 2003.

A situação de atraso e inadimplência é maior entre os clientes do setor público, que é responsável por 97,6% das contas de fornecimento em atraso. O quadro abaixo se refere ao parcelamento de débito de contas de fornecimento de energia em atraso e ao parcelamento de prestação de serviços, em mil reais:

	Saldos Vencidos				
	Vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	31/12/03	2002
Setor público	120.019	6.028	15.298	141.346	78.094
Setor privado	2.440	149	345	2.935	85.798
Total	122.460	6.177	15.644	144.281	85.798
Ativo Circulante	37.874	6.177	15.644	(59.696.)	(46.036)
Realizável a longo prazo	84.585	0,00	0,00	84.585	39.762

Fonte: Cosern

Em 31 de março de 2004, a Companhia finalizou acordo com devedor do setor público para parcelamento de dívida com a Companhia relativa ao fornecimento de energia, no valor de R$100 milhões, a ser paga ao longo de 20 anos.

MAE

Em 31 de dezembro de 2003, a Companhia possui um total de créditos a receber do Mercado Atacadista de Energia – MAE equivalente a R$20,5 milhões e se referem às operações realizadas nesse mercado entre setembro de 2000 e dezembro de 2002, cujo processo de liquidação foi concluído em julho de 2003. Após processo de auditoria, foi apurado um direito de crédito para a Companhia no valor de R$84,2 milhões, dos quais R$63,2 milhões foram efetivamente recebidos no exercício de 2003, R$12,2 milhões encontram-se em litígio judicial e R$8,3 milhões estão negociados diretamente com os agentes do MAE.

Mercado de Atuação

Panorama Geral

De acordo com o artigo 21, inciso II, alínea b, da Constituição Federal, a exploração dos serviços de energia elétrica está a cargo da União, que poderá exercê-la de forma direta ou mediante autorização, concessão ou permissão. Os potenciais de energia hidráulica, por seu turno, dada a sua importância para o desenvolvimento econômico do País, são de propriedade exclusiva da União, como estabelece o artigo 20, inciso VII, da Constituição Federal.

Ao optar pela exploração indireta de serviços de energia elétrica, a União impõe as seguintes obrigações às concessionárias: (i) montagem, manutenção e desenvolvimento do serviço; e (ii) cumprimento das exigências de fiscalização, instituídas pela ANEEL, abrangendo aspectos técnicos, contábeis e financeiros.

Essas obrigações, decorrentes da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, obriga a concessionária manter serviços adequados, melhorá-los e expandi-los, sendo-lhe assegurado, em contrapartida, o equilíbrio econômico e financeiro do seu investimento, através da fixação de tarifas, revistas periodicamente (veja os capítulos "O Setor de Energia Elétrica no Brasil" e "Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação Específica").

Área de Concessão

De acordo com a Portaria nº 472, de 13 de novembro de 1997, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, a área de concessão para exploração do Serviço Público de Energia Elétrica da Cosern corresponde ao território do Rio Grande do Norte, compreendendo a distribuição de energia elétrica em 167 municípios.

No ano de 2003, a participação da Cosern no mercado de energia elétrica brasileiro era de aproximadamente 0,93%.

O quadro abaixo ilustra a participação da Cosern no mercado regional interligado Norte/Nordeste de distribuição de energia elétrica em 31 de dezembro de 2003:

Consumo - MWh - Mercado Regional e Nacional

Discriminação / Ano	**2003**	Participação_COSERN
COSERN	2.965	
Norte *	26.798	
Nordeste	41.978	7,06%
Norte + Nordeste	68.776	4,31%
Sudeste/ Centro Oeste	179.447	
Sul	52.423	
Brasil	300.646	0,99%

* Inclui o Estado do Maranhão e o sistema isolado

Fonte: ANEEL

Panorama do Estado do Rio Grande do Norte

O Estado do Rio Grande do Norte localiza-se na Região Nordeste do Brasil e ocupa uma área de aproximadamente 53.077,1 km2. O Estado tem uma população de 2,8 milhões de habitantes, um PIB de aproximadamente R$ 9,3 bilhões e uma renda per capita de R$3.343,00. O Rio Grande do Norte possui uma população predominantemente urbana (73,3%), cuja taxa de crescimento média é de 1,58% ao ano. Possui 167 municípios e as suas duas cidades mais populosas são Natal e Mossoró, com aproximadamente 712 mil e 213 mil habitantes, respectivamente.

O Estado possui três portos em plena operação: (i) Porto de Natal; (ii) Porto de Areia Branca (Macau), localizado em mar aberto e especializado na exportação de sal marinho; e (iii) Porto da Petrobrás. O Estado conta ainda com dois aeroportos, localizados em Natal e Mossoró, e 26.943 km de rodovias.

O Rio Grande do Norte tem apresentando as maiores taxas de crescimento econômico da Região Nordeste. Nos últimos trinta anos, a renda per capita do Estado cresceu cerca de 7,5% ao ano, enquanto que, na Região Nordeste, este crescimento foi de aproximadamente 5,5% ao ano no mesmo período.

As tabelas abaixo mostram os principais indicadores econômicos do Estado comparado com os outros estados do Nordeste:

Produto Interno Bruto a preço de mercado e Produto Interno Bruto "Per Capita" dos Estados do Nordeste, Região Nordeste e Brasil em 2001:

Estados	PIB (em R$ milhões)	PIB per capita (em R$ 1,00)
Maranhão	10.293	1.796
Piauí	5.575	1.941
Ceará	21.581	2.858
Rio G. do Norte	9.834	3.490
Paraíba	10.272	2.959
Pernambuco	31.725	3.962
Alagoas	7.569	2.649
Sergipe	8.204	4.514
Bahia	52.249	3.957
Nordeste	157.302	3.255
Brasil	1.198.736	6.954

Fonte: IBGE, Contas Regionais do Brasil – 1999/2000. Dados semi-definitivos.

Taxa média geométrica de crescimento anual do PIB por década –1970/1990:

	70 – 80	**80 - 90**	**90 - 99**
Rio Grande do Norte	10,3	7,4	4,2
Nordeste	8,7	3,3	3,0
Brasil	8,6	1,6	2,5

Fonte: SUDENE / IBGE

RN, NE e Brasil **Participação (%) do PIB Setorial no PIB Total**				
	Primário	Secundário	Terciário	Total
Rio Grande do Norte	2,2	46,8	51	100,0
Nordeste	9,7	26,0	64,3	100,0
Brasil	11,5	33,8	54,7	100,0

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE
Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE
Dados de 1999

A economia do Estado é baseada em extração de petróleo e gás, indústria têxtil e de confecção, turismo e produção agro-industrial. O Rio Grande do Norte é o maior produtor de sal do País, produzindo aproximadamente 5 milhões de toneladas por ano, cerca de 87% da produção nacional. É também o maior produtor nacional de petróleo em extração no continente e o segundo no geral, sendo responsável pela produção de 100 mil barris por dia. Além disso, o Estado é o maior produtor de gás natural, com uma produção de aproximadamente 1.198 milhões de metros cúbicos por dia.

Com relação aos recursos hídricos, o Rio Grande do Norte tem cerca de 4 bilhões de metros cúbicos de água em reservatórios na superfície e 200 bilhões de metros cúbicos em reservatórios subterrâneos. O Estado é um dos maiores detentores de reservas hídricas do Nordeste. O Rio Grande do Norte é ainda o segundo maior produtor mineral do Nordeste – ficando atrás apenas da Bahia – e está entre os dez primeiros produtores nacionais.

Consumo de Energia Elétrica

O Rio Grande do Norte foi o Estado em que o consumo de energia elétrica mais aumentou nos últimos três anos. Em 2003, o aumento de consumo foi de 9,73% ao ano em média, comparado com 8,90% ao ano da média do restante do Nordeste. Os fatores de crescimento no consumo de energia elétrica no Rio Grande do Norte se devem (i) a atração de indústrias, como resultado do programa de captação de investimentos do Governo do Estado que oferece incentivos diferenciados através de políticas sociais, econômicas e fiscais para todos os setores da economia; (ii) ao crescimento do consumo das empresas de grande porte já instaladas, tais como Petrobras e Coteminas; e (iii) a expansão de 4,01% dos consumidores residenciais do Estado.

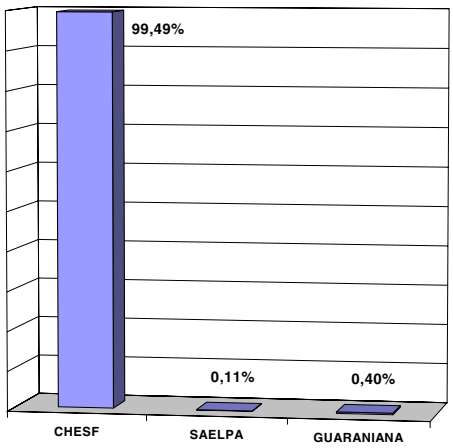
Em 31 de dezembro de 2003, o crescimento do mercado nacional de energia elétrica foi de 3,7% em relação a 2002. Por classe de consumo, a expansão do mercado foi sustentada de maneira geral pelo desempenho das classes comercial e residencial que mantiveram crescimento em patamar elevado. Por outro lado, apesar do crescimento da atividade industrial no Estado, seu fraco desempenho, em todas as regiões do País, impactou o mercado global, refletindo, ao longo do ano, as medidas de ajuste econômico adotadas pelo Governo Federal em face da crise financeira internacional.

A tabela abaixo demonstra a taxa média de crescimento no consumo de energia elétrica por classe no Estado, em 2003:

Classe	**Crescimento %**
Residencial	12,12
Industrial	-1,98
Comercial	11,70
Rural	45,97
Poder Público	14,87
Iluminação	14,57
Serviço Público	2,65
Próprio	21,80
Suprimento	39,11

Matérias-Primas nas Atividades da Cosern

A principal matéria prima para desenvolvimento das atividades da Companhia é a energia elétrica. O principal fornecedor da Cosern é a CHESF, que supre 99,59% da sua demanda de energia elétrica. A Cosern também compra energia da Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba – SAELPA e da Guaraniana S.A., mas de forma residual. O gráfico abaixo demonstra os atuais percentuais de participação de cada fornecedor no suprimento total da Cosern:

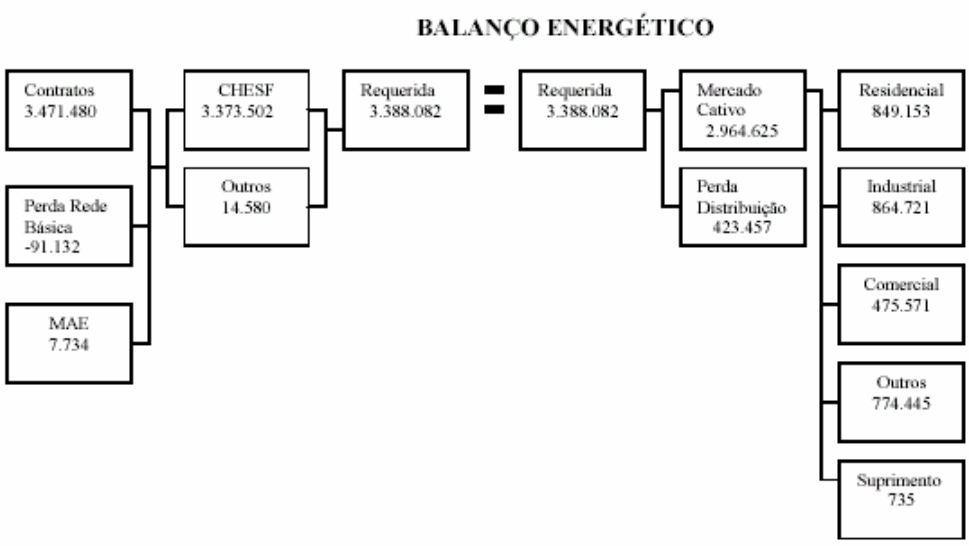


Até junho de 1999, a Cosern comprava energia da CHESF com base num contrato único de suprimento, no qual estava incluído o transporte de energia. Esse contrato foi substituído por outros, a saber: (i) de compra e venda de energia; (ii) de uso da rede de transmissão e (iii) conexão ao sistema de transmissão. No que se refere aos contratos de compra e venda de energia, a Cosern possui contrato inicial e outros dois contratos celebrados em função da aquisição de energia através de leilões efetuados no âmbito do MAE, tendo todos a CHESF como fornecedora. (veja capítulo "Atividades da Cosern – Contratos Relevantes à Atividade da Cosern")

Até 31 de dezembro de 2003, a Cosern não celebrou novos contratos de compra de energia. As tabelas abaixo mostram as demandas e energias contratadas pela Cosern no período entre 2000 e 2003:

Fornecedor	E / D	2000	2001	2002	2003
CHESF	E	3.856.176	3.912.905	4.086.567	3.029.293
	D	7.358.000	7.530.276	7.851.529	5.815.760
SAELPA	E	4.854	5.004	5.004	3.717
	D	13.651	14.090	14.090	10.433
GCS	E	-	-	4.176	13.855
CHESF LEILÃO 6 ANOS	E	-	-	-	394.200
CHESF LEILÃO 4 ANOS	E	-	-	-	30.660
TOTAL	**E**	**3.861.030**	**3.917.909**	**4.095.747**	**3.471.725**

Atualmente, a energia elétrica contratada pela Cosern supre as necessidades de seu mercado. Eventuais sobras de energia podem ser vendidas no MAE ou por meio da celebração de contratos bilaterais. O gráfico abaixo mostra o balanço energético da Cosern em 31 de dezembro de 2003:



Fonte: Cosern

Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico

Ação Governamental

Até a metade da década de 90, os serviços de energia elétrica eram explorados quase que exclusivamente por empresas estatais, as quais gozavam de monopólio sobre as respectivas áreas de atuação. Os preços, volumes de fornecimento e demais condições econômicas de tal exploração eram sujeitos a estrito controle regulamentar.

No entanto, já no início dos anos 90, esse modelo entrara em crise. Em 1993, o sistema elétrico brasileiro aproximara-se da falência, quando o Governo Federal foi chamado a assumir um passivo da ordem de US$ 26 bilhões em dívidas e a conceder um aumento real nas tarifas da ordem de 70%.

A partir disso, o Governo Federal concebeu um novo modelo institucional para o setor elétrico, com vistas a (i) transferir, do Estado à iniciativa privada, o ônus dos investimentos necessários à expansão da oferta de energia e (ii) garantir um suprimento confiável de eletricidade à população com o menor custo possível. Assim, durante a década de 90, 19 companhias de distribuição de energia e 3 companhias de geração foram privatizadas no âmbito do Programa Nacional de Desestatização e um novo modelo regulatório para o setor foi concebido (veja o capítulo "O Setor de Energia Elétrica no Brasil").

Pág 134 a 138 – Minuta de Prospecto de Distribuição Pública de Debêntures

Referido contrato foi aditado sete vezes, sendo que o último aditamento data de 30 de março de 2004; o Banco Bradesco S.A., sucessor do Banco Bilbao Vizcaya, prorrogou parcela do principal, equivalente a US$4,1 milhões, de 30 de março de 2004 para 28 de junho de 2004. Sobre o valor da parcela incidem juros de 5,95% ao ano, calculados de forma linear.

Contrato de Mútuo para Repasse de Empréstimo Externo NR 2770/48-IA

A Companhia celebrou com o Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Brasil S.A., em 18 de novembro de 2002, Contrato de Financiamento com Repasse de Empréstimo Externo nº 2770/48-JS, no valor de US$331,714.66, pelo prazo de 91 dias, pagável em uma parcela com vencimento final fixado em 17 de fevereiro de 2003. O contrato foi aditado seis vezes, sendo que em 30 de março de 2004 o Banco Bradesco S.A., sucessor do Banco Bilbao Vizcaya, prorrogou parcela do principal, vencível em 30 de março de 2004, para 28 de junho de 2004, pelo valor de US$331,714.66. Sobre o valor da parcela incidem juros de 5,95% ao ano, calculados de forma linear, equivalentes a 0,4959% ao mês.

Contratos Relevantes para o Desenvolvimento das Atividades da Companhia

Contrato de Concessão

Nos termos de Decreto Presidencial de 6 de outubro de 1997 e através do Contrato de Concessão, celebrado em 31 dezembro de 1997, a União Federal concedeu à Cosern o direito à exploração de determinados serviços públicos de distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte. De acordo com o Contrato de Concessão, as instalações de transmissão são consideradas como integrantes da concessão de distribuição.

Os serviços de distribuição abrangem 167 Municípios do Estado do Rio Grande do Norte. Em condições excepcionais e sujeitas à aprovação do Poder Concedente, a Cosern poderá distribuir energia elétrica a consumidores localizados fora dessa área.

Para todos os efeitos contratuais e legais, incluindo a caducidade, intervenção, encampação, extinção ou transferência, a Companhia possui uma concessão única para distribuição no conjunto da área acima descrita. O prazo da concessão estende-se até 31 de dezembro de 2027, sendo prorrogável por igual período, a critério do Poder Concedente e mediante requerimento a ser apresentado pela Cosern, até 36 meses antes do seu término.

A Companhia deve comunicar ao Poder Concedente, de antemão, o desenvolvimento de atividades empresariais diversas da exploração da referida concessão, contabilizando as receitas assim auferidas em separado.

A Companhia somente pode suspender a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica se o consumidor, depois de notificado, (i) não efetuar os pagamentos nos prazos estabelecidos pela Companhia; (ii) não cessar prática que configure utilização irregular da energia elétrica; ou (iii) não atender à recomendação que lhe tenha sido feita para adequar as suas instalações a requisitos exigidos pelas normas técnicas e de segurança.

O Contrato de Concessão prevê o funcionamento do Conselho de Consumidores. A ANEEL reuniu-se com o referido Conselho durante o processo de fiscalização e não houve menção de nenhuma reclamação no relatório correspondente.

A Cosern estará sujeita a multas pecuniárias sempre que: (i) deixar de fornecer informações e dados requisitados pelo Poder Concedente no prazo estabelecido; (ii) deixar de adotar as providências indicadas para restabelecer a regularidade ou garantir a qualidade e eficiência dos serviços concedidos; (iii) deixar de atender aos pedidos de ligação, ampliação ou melhoramento de instalações elétricas; (iv) descumprir disposições referentes à incorporação da Ibidem, decorrentes do Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão (veja o item "Histórico - Reestruturação Societária" acima); ou (v) descumprir norma legal ou regulamentar, determinação do Poder Concedente ou qualquer disposição ou cláusula do contrato.

Em caso de descumprimento de qualquer dessas obrigações, o Poder Concedente poderá (i) aplicar multa em valor não superior a 0,1% do faturamento da Cosern; ou (ii) intervir na concessão. No que se refere ao descumprimento da obrigação referida no item (iv) acima, poderão ser aplicadas multas de 1% ou até 2% sobre o valor do faturamento da Companhia. O inadimplemento poderá ainda culminar na caducidade da concessão ou na rescisão do contrato, hipóteses em que a concessão será extinta.

A concessão será igualmente extinta pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga. De acordo com a legislação, a concessão também poderá ser extinta no caso de encampação dos serviços, isto é, o Poder Concedente poderá declarar extinta a concessão por motivo de conveniência e oportunidade administrativa, sem que a Cosern tenha dado causa a tanto. Nesse caso, deverá haver lei autorizativa e o Poder Concedente deverá indenizar a Companhia pelas perdas e lucros cessantes, antes mesmo da encampação. Além disso, a falência, a extinção ou a transferência do controle acionário da Cosern sem prévia autorização do Poder Concedente também constituem causas à extinção da concessão.

A Companhia comprometeu-se ainda a implementar medidas que tenham por objetivo a conservação de energia. Para tanto, deve elaborar e apresentar ao Poder Concedente, até o dia 30 de setembro de cada ano, programa de incremento à eficiência no uso e na oferta de energia elétrica para cada ano subseqüente. Esse programa tem como meta a redução das perdas técnicas e comerciais globais e a racionalização do uso da energia elétrica, devendo contemplar, no mínimo, 1% da receita anual da Companhia.

Pela distribuição de energia elétrica, a Companhia cobra tarifas homologadas pelo Poder Concedente (veja o capítulo "Atividades da Cosern – Tarifas" e o Anexo VII deste Prospecto).

A exploração da concessão é acompanhada, fiscalizada e controlada pelo Poder Concedente através da ANEEL. No exercício dessa fiscalização, a ANEEL deve elaborar relatórios a cada cinco anos, no mínimo.

A Cosern deve submeter ao exame e aprovação da ANEEL todos os contratos, acordos ou ajustes celebrados com pessoas físicas e jurídicas integrantes do grupo que controla a Companhia, incluindo (i) sua acionista controladora, (ii) suas controladoras indiretas, (iii) coligadas, (iv) empresas direta ou indiretamente controladas por pessoas que direta ou indiretamente controlam a Cosern e (v) empresas que tenham administradores em comum com a Companhia. Adicionalmente, o Poder Concedente poderá determinar o desfazimento de qualquer contrato celebrado pela Companhia quando verificar que dele possam resultar danos aos serviços concedidos ou tratamento diferenciado aos consumidores.

Contrato de Uso do Sistema de Transmissão ("CUST")

O contrato de uso do sistema de transmissão foi celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão ("Concessionárias") e a Cosern, em 30 de dezembro de 2002. O objeto do contrato é estabelecer os termos que regularão o uso da rede básica de transmissão pela Companhia.

De acordo com o CUST, as Concessionárias devem prestar serviços de operação dos sistemas elétricos interligados, bem como a sua administração para a Cosern. O ONS será responsável pela coordenação e controle desses serviços.

A Companhia deve pagar mensalmente uma remuneração pelo uso do sistema de transmissão (i) às Concessionárias pelos serviços contratados; (ii) ao ONS; (iii) às Concessionárias por eventuais ultrapassagens de demanda fixadas nos contratos iniciais; e (vi) às Concessionárias por eventuais sobrecargas em suas instalações e equipamentos, conforme regulamentação da ANEEL. Os encargos de uso do sistema de transmissão pagos pela Companhia, em 2003, foram da ordem de R$34 milhões. Os encargos em dezembro de 2003 correspondiam a R$2,7 milhões

Os encargos pagos às Concessionárias são reajustados mediante regulamentação da ANEEL e também de acordo com os contratos de concessão. O pagamento deve ser feito em três parcelas, com vencimentos nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao mês da prestação dos serviços e no dia 5 do mês subseqüente. Sobre parcelas em atraso incidem multa moratória de 2% e juros de 12% ao ano.

As indenizações por danos diretos a consumidores finais, causadas por perturbações nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, comprovadamente atribuída a um membro associado do ONS, serão de sua responsabilidade e por ele custeado. A contabilização dos valores a serem ressarcidos às concessionárias de distribuição será definida pelo ONS, dentro do prazo máximo de 60 dias contados da data da ocorrência.

Caso o dano direto tenha sido causado pelo ONS, será caracterizada a responsabilidade sistêmica, o que significa dizer que o pagamento das indenizações será dividido entre os agentes e o processo de ressarcimento deverá ser conduzido pelo próprio ONS. O rateio obedece a critério fixado pelo ONS em 15 de outubro de 1999, que consiste em proporcionalidade de 60% para os agentes de distribuição; 20% para os agentes de geração; e, 20% para os agentes de transmissão.

Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

O contrato de conexão ao sistema de transmissão foi celebrado entre a Chesf e a Cosern, com a interveniência do ONS, em 14 de fevereiro de 2000. Referido contrato tem por objeto o estabelecimento das condições, procedimentos, responsabilidades técnico-operacionais e comerciais que irão regular a conexão da Cosern com a rede básica, através das instalações de conexão e pontos de conexão de propriedade da Chesf.

A responsabilidade de operar e manter as instalações de conexão e os pontos de conexão é da Chesf. É de sua responsabilidade, ainda, efetuar e informar ao ONS e à Cosern as leituras das medições das conexões. No caso de ocorrer qualquer violação da capacidade operativa das instalações de conexão, as partes se comprometem a avaliar a necessidade de implementar os ajustes técnicos e comerciais necessários à adequação ao novo valor de demanda.

A Cosern pagará à Chesf mensalmente os encargos devidos, de acordo com os montantes e regras estabelecidos pela ANEEL. Em 31 de dezembro de 2003, o valor dos encargos era de R$ 173.759,58.

Os pagamentos são feitos em três parcelas, sendo (i) uma até o dia 15 do mês seguinte ao mês de uso da conexão; (ii) uma até o dia 25 do mês seguinte ao mês de uso; e (iii) outra até o dia 5 do mês subseqüente. Sobre parcelas em atraso incidem multa moratória de 2% e juros de 12% ao ano.

Contratos de Compra e Venda de Energia

Contrato Inicial

O contrato inicial de compra e venda foi celebrado em 7 de janeiro de 2000, tendo prazo até 31 de dezembro de 2005. Referido contrato tem por objeto a compra e venda de energia (montante de MWh contratado no mês efetivamente consumido pela Cosern) e demanda (montante de MWh/h contratado no mês e colocado à disposição da Cosern).

A energia fornecida é faturada e paga mensalmente. O pagamento é dividido em três parcelas, vincendas nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao suprimento e no dia 5 do mês subseqüente. A Companhia pode requisitar a prorrogação do prazo de vencimento de parte da terceira parcela, com incidência dos encargos moratórios abaixo discriminados, se comprovar o inadimplemento de seus consumidores finais no montante proporcional à parte do preço da energia que deseja prorrogar, até no máximo o valor da terceira parcela.

As parcelas não pagas no vencimento estão sujeitas aos seguintes encargos moratórios: (i) juro de mora de 12% (doze por cento) ao ano, calculados pro rata die; e (ii) multa de 2 % (dois por cento) sobre o valor total do débito.

A Resolução nº 451, de 29 de dezembro de 1998, da ANEEL, homologou os montantes de energia e demanda de potência contratados aos geradores para as concessionárias de distribuição das regiões Norte e Nordeste. Esta resolução estipulou uma fase de transição que as concessionárias deveriam observar até a total implementação do MAE. A partir do ano 2002 até o ano 2005, os montantes contratados com a CHESF deveriam ser gradualmente reduzidos da seguinte forma:

i) no ano 2003, correspondente a 25% dos valores indicados para 2001;

ii) no ano 2004, correspondente a 50% dos valores indicados para 2001; e

iii) no ano 2005, correspondente a 75% dos valores indicados para 2001;

As tarifas aplicadas à demanda e a energia contratadas eram, em 31 de dezembro de 2003, respectivamente de R$ 44,68 e R$ 4,43, reajustadas automaticamente pelo Poder Concedente.

Contrato de Compra e Venda de Energia 010/2002

O Contrato de Compra e Venda de Energia 010/2002, de 23 de setembro de 2002, foi firmado pela Cosern com a CHESF. Referido contrato tem como objeto estabelecer os termos e condições gerais que regulam a compra e venda de 3,5 MWh por hora e 4,816 MW de potência, correspondentes a 7 lotes de energia adquiridos pela Cosern em leilão realizado no MAE nº 001/2002.

A obrigação da CHESF quanto à entrega dos montantes de energia e potência contratadas iniciou-se em 1º de janeiro de 2003, encerrando-se 48 meses após tal data. A Cosern paga mensalmente à CHESF, por MW/h, o valor de R$45,99, ajustado pela variação pro rata do IGP-M/FGV entre 16 de setembro de 2002 e 1º de janeiro de 2003. A partir de 1º de janeiro de 2004 ocorre reajuste anual do valor do contrato, conforme fórmula lastreada no IGP-M/FGV.

O pagamento será feito em 3 parcelas, sendo (i) uma até o dia 15 do mês seguinte ao da contratação de energia; (ii) uma até o dia 25 do mesmo mês; e (iii) uma até o dia 5 do mês seguinte ao mês referido nas outras duas parcelas. Em caso de mora, incidem sobre as parcelas multa de 3% e juros de 1% ao mês. A parte que der causa à rescisão do contrato ficará obrigada a pagar à outra parte multa e indenização por perdas e danos.

Em garantia do pagamento dos valores devidos pela Cosern, foi criado mecanismo de vinculação da receita da Cosern oriunda do pagamento das contas de consumo de energia elétrica, ao pagamento das obrigações sob o contrato. Através desse mecanismo, em caso de inadimplência da Companhia, procede-se ao bloqueio de conta responsável pela captação da receita oriunda do fornecimento de energia elétrica, com posterior transferência dos recursos correspondentes ao atraso de pagamento para conta diversa, usada exclusivamente para este fim.

Contrato de Compra e Venda de Energia 017/2002

O Contrato de Compra e Venda de Energia 017/2002, de 23 de setembro de 2002, foi firmado pela Cosern com a CHESF e tem por objeto estabelecer os termos e condições gerais que regulam a compra e venda de 45MWh e 61,92MW de potência, correspondentes a 90 lotes de energia adquiridos pela Companhia no leilão realizado no MAE nº 001/2002.

A entrega dos montantes de energia e potência contratadas pela CHESF iniciou-se em 1º de janeiro de 2003 e deverá ocorrer até 72 meses após tal data. A Cosern por sua vez paga mensalmente à CHESF por MW/h, o valor de R$46,33, ajustado pela variação pro rata do IGP-M/FGV entre 16 de setembro de 2002 e 1º de janeiro de 2003. A partir de 1º de janeiro de 2004 ocorre o primeiro reajuste anual, conforme fórmula lastreada no IGP-M/FGV.

14.05 - PROJETOS DE INVESTIMENTO

Em 2003 a COSERN investiu R$ 52,385 milhões, aplicados na melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento elétrico e dos serviços prestados aos clientes, contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Norte.

Para o sistema de transmissão foram destinados R$ 14,476 milhões, destacando-se a entrada em operação das linhas de 69 kV Icó – São Miguel do Oeste, Pendências – Potiporã e Dix-Sept Rosado – Riacho da Forquilha, agregando ao sistema 90,71 km de linhas, sendo as duas últimas para atendimento a consumidores em 69 kV. Com este acréscimo a COSERN passa a ter 1.807 km de linhas em 69 kV.

Foi inaugurada a subestação de São Miguel do Oeste e substituído os transformadores das subestações de Marcelino Vieira e Pau dos Ferros, representando um acréscimo de 13,8 MVA na potência instalada. Nestas duas últimas, os novos transformadores possuem LTC (comutador automático de carga), equipamento que melhora consideravelmente o controle de tensão nestas subestações, trazendo mais qualidade à energia entregue aos consumidores. Com este acréscimo, a potência instalada nas 47 subestações 69/13,8 kV da COSERN passa a ser de 871 MVA, além da subestação Móvel de 10 MVA.

O Programa de Distribuição aplicou R$ 21,985 milhões. Com estes recursos foram instalados 6 religadores e 4 chaves telecomandadas, na rede aérea de 13,8 kV, totalizando atualmente 146 equipamentos entre chaves e religadores que são operados remotamente a partir do COI. Foram construídos 294,15 km de redes de média tensão (13,8 kV) e 398,16 km de redes de baixa tensão (380/220 V), implantados 13.682 postes, instalados 40,4 MVA em transformadores de Distribuição e construídos 4 novos alimentadores de 13,8 kV.

No Sistema Aéreo da Distribuição em 13,8 kV foram instalados mais 10 equipamentos telecomandados a partir do COI, entre chaves e religadores, totalizando até agora 136 pontos telecomandados.

Em projetos especiais a Empresa investiu em 2003 o total de 10,4 milhões. Nestes projetos estão incluídos investimentos com a universalização dos serviços de energia elétrica, elaboração de normas e padrões e os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento do Ciclo 2002/2003, integrantes de 1% da Receita Operacional Líquida – ROL que as empresas devem destinar anualmente a projetos de eficiência energética e P&D. Esses projetos envolvem as áreas de estudos e planejamento, qualidade de energia, fontes alternativas de energia, informática e mercado.

Em 2003 vários fatores contribuíram para o aprimoramento do Sistema de Supervisão e Controle do Sistema Elétrico da COSERN. Entre eles, destacam-se a instalação de 10 novos pontos telecomandados na Rede de Distribuição de 13,8 kV, a implantação do Sistema de Acesso Remoto às Proteções (SARP) e a automação da Subestação Móvel com enlace via satélite.

A Rede de Distribuição de 13,8 kV recebeu o reforço de mais 6 religadores de poste e 4 chaves seccionadoras, aumentando para 146 os equipamentos instalados no Rio Grande do Norte que podem ser telecomandados pelo Centro de Operação e Informação (COI) da COSERN.

Com um trabalho conjunto entre as Unidades de Automação, Telecomunicações e Proteção foi implantado o Sistema de Acesso Remoto às Proteções - SARP, representando um salto qualitativo no que se refere ao estudo e manutenção das Redes de Transmissão e Distribuição da COSERN. Através do SARP pode-se, remotamente, analisar ocorrências no Sistema Elétrico (estudo da oscilografia, registro dos eventos ocorridos, etc.), realizar mudanças nas configurações dos relês e supervisionar, em tempo-real, o comportamento da carga referente a determinado circuito.

A automação da Subestação Móvel com enlace via satélite é um projeto desenvolvido pela COSERN com o apoio da Autotrac® e se destaca pela sua criatividade, ousadia e, principalmente, pelo seu pioneirismo no Brasil. Com a implantação do projeto, em outubro de 2003, a Subestação Móvel da COSERN passou a ser supervisionada e controlada pelo COI, integrando-se às 50 subestações que já são operadas remotamente.

A COSERN também melhorou os canais de comunicação com o cliente, ampliando os postos de teleatendimento de 22 para 36 posições no Call Center e promovendo a reestruturação de todo o ambiente físico, com a melhoria na acústica da sala e implantação de cabinas ergonômicas para os atendentes. Todo esse esforço tem como objetivo final proporcionar uma melhoria contínua no relacionamento entre o Cliente e a Empresa.

O índice de perdas anualizado em 2003 foi de 12,33%, correspondendo a uma Perda de 423.457 MWh. A meta de Perdas para 2003 era de 13,50% o que representava uma Perda de 468.340 MWh. A redução de 1,17 pontos percentuais no índice de perdas da Empresa em relação à meta, representou uma economia adicional de 44.883 MWh na compra de energia. O valor de Perdas de 12,33% é o menor dos últimos 13 anos da COSERN. Nestes 06(seis) anos de privatização, a Empresa reduziu em 6,20 pontos percentuais o índice de Perdas, o que representa uma economia anual na compra de energia de aproximadamente 17 milhões de reais.

Em 2003 com o DEC de 10,65 horas de interrupção, o sistema de distribuição da COSERN registrou um excelente desempenho, apresentando uma redução de 7,79% quando comparado com 2002. Vale salientar que em 2002, com o DEC de 11,55 horas de interrupção, o sistema de distribuição no Rio Grande do Norte registrou o segundo melhor desempenho dentre todos os Estados da Federação, sendo superado apenas por São Paulo.

O FEC de 8,50 interrupções em 2003 representa um excelente desempenho do sistema de distribuição da COSERN e significa uma redução de 19,51% em relação ao verificado em 2002. Vale salientar que em 2002, com o FEC de 10,56 interrupções, o sistema de distribuição no Rio Grande do Norte registrou o terceiro melhor desempenho do cenário nacional, sendo superado apenas por Minas Gerais e São Paulo.

Investimentos globais

				R$ mil
	2000	**2001**	**2002**	**2003**
Transmissão				
- Linhas de Transmissão	8.451	6.191	5.461	8.851
- Subestações	9.124	7.379	7.238	4.577
- Automação/Controle e Telecomunicação	4.533	3.348	1.990	1.048
	22.108	16.918	14.689	14.476
Distribuição				
- Distribuição	27.254	23.194	20.928	14.069
- Medidores	3.178	8.881	6.835	7.916
	30.432	32.075	27.763	21.985
Instalações Gerais	**8.903**	**4.760**	**7.538**	**5.518**
Projetos Especiais				**10.406**
Total	**61.443**	**53.753**	**49.990**	**52.385**

Pág 145 – Minuta de Prospecto de Distribuição Pública de Debêntures

Visando à expansão da rede de distribuição e melhora dos serviços prestados, a Companhia planeja realizar novos investimentos no seu ativo imobilizado, conforme detalhado na tabela abaixo, que também destaca os investimentos efetivamente realizados (para maiores informações, veja o capítulo "Histórico – Investimentos e Desinvestimentos de Capital"):

	Realizado				**Previsto**			
Programa	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**
Expansão da rede	14.143	11.831	15.533	14.625	25.255	21.198	19.559	13.459
Projetos Especiais	621	6.392	8.142	10.406	40.080	24.562	37.194	28.926
Renovação de Subestações	1.561	2.099	653	443	1.971	1.390	1.000	1.000
Renovação de linhas	1.195	1.359	153	42	1.694	3.425	3.000	4.144
Sistema de Automação	1.828	900	1.177	736	510	960	900	900
Sistema de telecomunicações	2.695	2.448	813	312	383	650	600	600
Novas ligações	19.558	14.385	9.701	11.892	10.945	11.492	12.067	12.670
Exploração de rede de distribuição	10.466	10.760	7.309	8.410	9.141	9.167	9.000	9.000
Informática	7.808	2.096	4.736	4.387	5.056	4.487	3.735	3.677
Ferramentas/Equipamentos e Serviços	35	739	480	292	835	800	700	706
Veículos	121	319	1.194	708	433	1.287	960	979
Infra-estrutura	846	424	99	132	292	300	300	300
Total	60.877	53.752	49.990	52.385	96.595	79.719	89.015	76.361

Fonte: Cosern

15.01 - PROBLEMAS AMBIENTAIS

Algumas atividades/negócios da COSERN geram impactos ambientais, no entanto não existe nenhum passivo ambiental e/ou multa lavrada contra a Empresa, portanto nenhuma paralisação das suas atividades por descumprimento das leis ambientais. A COSERN desenvolve várias ações mitigadoras, que tem como objetivo compensar os impactos ambientais gerados.

A COSERN atende os requisitos ambientais exigidos por lei, quando da construção de Linhas de Transmissão e Subestações, conforme descriminado abaixo:

- Elaboração de Estudo Preliminar (Memorial Descritivo);
- Elaboração de Estudo Ambiental (Relatório Ambiental Simplificado – RAS);
- Elaboração de Inventário Florestal;
- Prospecção e Salvamento do Patrimônio Arqueológico e Protocolo de Segurança;
- Solicitação da Autorização para Desmatamento, junto ao IBAMA;
- Solicitação da Licença de Implantação do empreendimento, emitida pela SEMURB/IDEMA;
- Programa de Salvamento da Fauna na área do empreendimento, transferindo os animais capturados para outra área com o mesmo habitat;
- Programa de Salvamento da Flora Nativa, com coleta de sementes de espécies nativas, que são utilizadas no Programa de Produção e Plantio de Mudas de Essências Nativas;
- Programa de Produção e Plantio de Mudas de Essências Nativas, com construção de viveiros de mudas; e
- Programa de Educação Ambiental, nas áreas dos empreendimentos.

16.01 - AÇÕES JUDICIAIS COM VALOR SUPERIOR A 5% DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO OU DO LUCRO LÍQUIDO

Item	Descrição	% Patrimônio Líquido	% Lucro Líquido	Provisão	Valor (Reais Mil)
01	Trabalhista	1,96	17,01	Sim	9.834
02	Fiscal/Tributária	1,78	15,39	Sim	8.902
03	Outras	2,67	23,12	Sim	13.368

17.01 - OPERAÇÕES COM EMPRESAS RELACIONADAS

A COSERN efetuou as seguintes transações com partes relacionadas:

		2003			2002		
Partes relacionadas	Transações	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Iberdrola Energia	Pessoal		6	(66)		61	(6)
Iberdrola Cons. e Serviço	Confecção de calendários					3	
Iberdrola S.A.	Serviços de consultoria						(66)
Amara Brasil (a)	Administração de almoxarifado		41	(504)			(592)
IBENBRASIL (b)	Serviço de Engenharia		77	(3.251)		555	(3.206)
Tracol Serv. Elétricos S.A.	Manutenção/recuper. de equipamentos			(375)	57	187	(1.074)
Termoaçu S.A. (c)	Valores a receber	181		23	93		
GCS Energia (d)	Valores a pagar		210	(840)		290	
GCS Comércio e Serviços (e)	Serviços de consultoria		17	(201)		(449)	
Celpe	Serviços compartilhados (g)		22			185	
	Material/serviço			43	11		(12)
	Total Celpe		22	43	11	185	(12)
Coelba	Serviços compartilhados (g)		1.117		37	4.164	(699)
	Material/serviço	4	21	(66)		299	(41)
	Uso da rede		9	(74)		4	(27)
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio		40.471				
	Total Coelba	4	41.618	(140)	37	4.467	(767)
Guaraniana	Venda da Termoaçu (f)	127.294					
	Prestação de contas			19.043			
	Adiantamento para desverticalização						
	da Termoaçu S.A.					13.500	
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio		13.711				
	Total Guaraniana	127.294	13.711	19.043		13.500	
Fasern (h)	Contrato de mútuo		1.536	254		3.324	398

(a) Amara Brasil - Contrato nº 44113998, vigência de 16/12/1998 até 15/05/2005. O mesmo é corrigido pelo IGPM a cada 12 meses.

(b) Ibenbrasil - Contrato nº 4600004918, vigência de 01/09/2003 até 31/08/2006, corrigido a cada 12 meses com base até o Custo Nacional da Construção Civil e Obras Públicas, Serviços de Consultoria, Coluna 39, Série A0157980 da revista Conjuntura Econômica da Fundação Getúlio Vargas.

(c) Termoaçu - Contrato com validade até 30/10/2004, sendo corrigido a cada 12 meses pelo IGPM.

(d) GCS - Contrato de Compra de Energia (GCS AM – 010/2002), vigência de 01/10/2002 até 30/11/2006. O reajuste do mesmo ocorrerá na data de revisão do reajuste tarifário, através da aplicação da seguinte fórmula:

$$Pcei = Pceoi \frac{* (K1*IGPM1i)}{IGPMoi}$$

(e) GCS - Contrato de Prestação de Serviços, vigência de 01/01/2003 até 31/12/2005. O mesmo será atualizado anualmente aplicando a seguinte fórmula:

$$Pi = Poi \frac{* IGPM1i}{IGPMoi}$$

(f) Guaraniana - Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, sendo o saldo corrigido pela Taxa DI Over, constituído em 31 de março de 2003.

(g) Serviços compartilhados - As Companhias COELBA, CELPE e COSERN celebraram, entre si, em 30 de outubro de 2001, vigente até 5 de outubro de 2021, o Contrato denominado "Guaraniana Serviços Compartilhados" com o objetivo de :

- implantar um sistema unificado de atividades operacionais e administrativas, nas áreas: Engenharia Básica, Suprimentos, Marketing, Informática, Riscos e Seguros e Regulação e Tarifa;
- otimizar o aproveitamento dos recursos financeiros e humanos empregados no desenvolvimento das referidas atividades, em regime de serviços de interesse recíproco; e
- atender, de maneira mais eficiente e econômica, aos interesses e necessidades de cada uma das Consorciadas.

Em 1º de novembro de 2001, as Companhias encaminharam o pedido de anuência ao referido contrato à ANEEL, em atendimento ao estabelecido na Resolução ANEEL nº 022, de 4 de fevereiro de 1999. Em decorrência da implementação do Consórcio, os balanços das empresas contemplam ativos e passivos oriundos dessas transações.

Posteriormente, a ANEEL, através do Ofício nº 1327/2002-SFF/ANEEL, de 26 de dezembro de 2002, comunicou a não aprovação do Contrato de Consórcio. A administração está apresentando esclarecimentos adicionais referentes à forma de atuação e aos benefícios auferidos pelas empresas com a implementação do Consórcio, com vista a obter a anuência da ANEEL para o referido contrato.

(h) Fasern – Contrato nº 09/94, vigência até 1º de setembro de 2004, atualizado pela TR+ 6% a.a.

18.01 - ESTATUTO SOCIAL

CAPÍTULO I - DENOMINAÇÃO, SEDE, OBJETO E DURAÇÃO

Artigo 1º - A Companhia é uma sociedade anônima, sob a denominação de Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN e reger-se-á pelo presente estatuto social e pelas disposições legais aplicáveis.

Parágrafo Único - A companhia manterá sua condição de companhia aberta por todo o prazo da concessão.

Artigo 2º - A Companhia tem sede e foro na Cidade de Natal, Capital do Estado do Rio Grande do Norte, e, por decisão da Diretoria, poderá instalar sucursais, filiais, agências, escritórios, postos de serviços ou depósitos em outras cidades, vilas ou distritos do Estado, ou, ainda, em qualquer parte do território nacional ou no exterior, por deliberação do Conselho de Administração.

Artigo 3° - A Companhia tem por objeto estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo.

Artigo 4° - A Companhia terá duração por prazo indeterminado.

CAPÍTULO II - CAPITAL SOCIAL

Artigo 5.º - O Capital Social é de R$ 140.413.333,25 (cento e quarenta milhões, quatrocentos e treze mil, trezentos e trinta e três reais e vinte e cinco centavos), representado por 168.074.028 (cento e sessenta e oito milhões, setenta e quatro mil e vinte e oito) ações nominativas escriturais, divididas em 129.746.219 (cento e vinte e nove milhões, setecentas e quarenta e seis mil, duzentas e dezenove) ações ordinárias, de classe única, 20.606.128 (vinte milhões, seiscentas e seis mil, cento e vinte e oito) ações preferenciais de classe A e 17.721.681 (dezessete milhões, setecentas e vinte e um mil, seiscentas e oitenta e uma) ações preferenciais de classe B, todas sem valor nominal;

Artigo 6º - Somente as ações ordinárias conferem direito de voto nas deliberações da Assembléia Geral, na proporção de um voto por ação.

Artigo 7º - As ações preferenciais Classe A e B terão direito ao recebimento de dividendos, por ação, no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

Parágrafo Único – Às ações preferenciais fica assegurada, na forma da Lei, prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, pelo valor de patrimônio líquido das ações, no caso de liquidação da Companhia, ficando assegurada, ainda, às ações preferenciais Classe "A" prioridade na distribuição de dividendo.

Artigo 8º - As ações podem ser convertidas em outras classes, desde que a conversão seja solicitada pelo respectivo detentor e expressamente autorizada pela Assembléia Geral.

Parágrafo Primeiro - As despesas com a substituição de certificados de ações ou cautelas que as representem correm por conta do acionista interessado.

Parágrafo Segundo - A Companhia poderá emitir, na forma da Lei, títulos unitários ou múltiplos de ações e, provisoriamente, cautelas que as representem.

Artigo 9º - As ações que compõe o controle acionário da Companhia, ou seja representativas de 51% (cinquenta e um por cento) do capital votante, definido nos termos do Edital nº 01/97, que disciplinou o processo de desestatização da Companhia, não poderão ser transferidas, cedidas ou alienadas, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, sem a prévia concordância do Poder Concedente.

CAPÍTULO III - DA ASSEMBLÉIA GERAL

Artigo 10.º - As condições para a realização da Assembléia Geral, a forma de sua convocação e funcionamento, o número necessário de acionistas presentes, a maneira de suas deliberações e os seus atos preliminares são os prescritos em Lei e neste Estatuto.

Parágrafo Primeiro - O Presidente do Conselho de Administração instalará a Assembléia e promoverá, por eleição ou aclamação, a escolha do Presidente e do Secretário da mesa que dirigirá os trabalhos.

Parágrafo Segundo - As convocações serão realizadas por meio de edital de convocação publicado com antecedência mínima de 15 (quinze) dias, em primeira convocação, e com 8 (oito) dias de antecedência em segunda convocação, o qual deverá conter descrição dos assuntos que serão objeto de deliberação pelos acionistas.

Parágrafo Terceiro - Todos os documentos a serem analisados ou discutidos em Assembléia Geral serão disponibilizados aos acionistas na bolsa de valores em que as ações da Companhia forem mais negociadas, assim como na sede social da Companhia, a partir da data da publicação do primeiro edital de convocação referido no Parágrafo Segundo acima.

Artigo 11.º - A Assembléia Geral Ordinária realizar-se-á dentro dos quatro primeiros meses após o encerramento do exercício social, por convocação do Conselho de Administração, através do seu Presidente, pelo respectivo substituto, ou, na ausência deles, pela Diretoria, para exercer as atribuições previstas na Lei.

Artigo 12.º- A Assembléia Geral reunir-se-á extraordinariamente por convocação do Conselho de Administração, ou da Diretoria da Companhia, sempre que se fizer necessário, bem assim pelo Conselho Fiscal ou por acionistas, nos casos previstos em lei.

Artigo 13.º- A remuneração dos membros da Diretoria, do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando instalado, será fixada pela Assembléia Geral de Acionistas.

CAPÍTULO IV - DA ADMINISTRAÇÃO

Artigo 14.º- A Companhia será administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria, que terão a composição e atribuições previstas na lei e neste Estatuto.

Artigo 15.º- Aos membros da Administração é vedada a aquisição, ainda que em hasta pública, de bens de propriedade da Companhia.

Artigo 16.º- O prazo de gestão de Conselheiros e Diretores estender-se-á até a posse dos respectivos substitutos eleitos.

SEÇÃO I - CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Artigo 17.º- O Conselho de Administração será composto por até 11 (onze) membros, e seus suplentes, eleitos pela Assembléia Geral e por ela destituíveis a qualquer tempo. O Presidente e o Vice-Presidente do Conselho de Administração serão escolhidos pelos seus membros.

Parágrafo 1º - Aos acionistas minoritários com direito a voto e presentes à Assembléia, excluindo-se os empregados acionistas com direito a voto, é assegurado o direito de eleger um dos Conselheiros, se maior número não lhes couber, pelo processo de voto múltiplo, na forma da Lei, desde que preenchidas as condições necessárias à eleição do respectivo Conselheiro e que os minoritários, em conjunto, representem, ao menos 5% (cinco por cento) do capital .

Parágrafo 2º - Aos empregados acionistas, com direito a voto, é assegurado o direito de eleger, em eleição em separado, um dos membros do Conselho de Administração.

Parágrafo 3º - Os Conselheiros terão mandato de 1 (um) ano, permitida a reeleição.

Parágrafo 4º - Os Conselheiros tomarão posse assinando, isolada ou conjuntamente, o respectivo termo, lavrado no "Livro de Atas de Reuniões do Conselho de Administração", dentro dos 30 (trinta) dias seguintes à eleição.

Parágrafo 5º - Vagando cargo de Conselheiro, o Conselho designará um substituto para servir até a primeira Assembléia Geral, que elegerá novo Conselheiro para completar o mandato.

Parágrafo 6º - Não se aplicará a regra do parágrafo anterior, quando a eleição dos Conselheiros houver sido realizada pelo processo de voto múltiplo, ou quando a Assembléia Geral decidir pela recomposição plena do Conselho, casos em que a eleição será feita para todo o Colegiado, permitida a recondução dos membros remanescentes.

Parágrafo 7º - A remuneração dos membros do Conselho de Administração será fixada pela Assembléia Geral.

Artigo 18.º- Ressalvados os casos de urgência, o Conselho de Administração reunir-se-á trimestralmente, em sessão ordinária, em data e horário previamente informados com antecedência mínima de 5 (cinco) dias e deliberará por maioria de votos, presentes, no mínimo, 6 (seis) de seus membros, dentre eles o Presidente.

Parágrafo 1º - O Conselho de Administração poderá ser convocado, extraordinariamente, pelo seu Presidente ou pela maioria de seus membros.

Parágrafo 2º - O Presidente do Conselho será substituído, nos casos de afastamento temporário e nos impedimentos legais, pelo Vice-Presidente.

Parágrafo 3º - Os Diretores da Companhia, que não forem membros do Conselho, poderão tomar parte nas reuniões do órgão, sem direito a voto, quando:

(a) a pedido, deferido pelo Presidente; e
(b) obrigatoriamente, por convocação do Conselho.

Parágrafo 4º - Para fins de atendimento do quorum estabelecido no *caput* deste Artigo, fica determinado que os Conselheiros ausentes, nas Reuniões do Conselho, poderão votar por escrito, desde que entreguem o voto a uma outro Conselheiro presente nas reuniões do Conselho.

Artigo 19.º- Compete ao Conselho de Administração:

(a) Fixar a orientação geral dos negócios da Companhia, manifestando-se sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria;

(b) Eleger e destituir os Diretores, e fixar-lhes as atribuições, observadas as disposições deste Estatuto;

(c) Fiscalizar a gestão dos Diretores, examinar, a qualquer tempo, os livros e documentos da Companhia, solicitar informações sobre contratos celebrados ou em via de celebração, e sobre quaisquer outros atos, visando assegurar a correta execução da política administrativa da Companhia;

(d) Convocar a Assembléia Geral;

(e) Aprovar os programas anuais e plurianuais de investimentos da Companhia;

(f) Manifestar-se sobre propostas de reforma estatutária apresentada pela Diretoria;

(g) Autorizar a contratação de empréstimos externos e no País, estes quando superiores a R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);

(h) Autorizar a alienação, oneração e permuta de bens imóveis pertencentes à Companhia, bem como a prestação de garantias a obrigações de terceiros;

(i) Aprovar proposta da Diretoria para aquisição de bens imóveis que venham a integrar o patrimônio da Companhia, desde que o valor da operação ultrapasse o limite de R$ 500.000,00
(quinhentos mil reais);

(j) Escolher e destituir os auditores independentes;

(k) Manifestar-se sobre o sistema de classificação de cargos da Companhia, proposto pela Diretoria;

(l) Propor ou deliberar a emissão de títulos e valores mobiliários e autorizar a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real e de notas promissórias para distribuição pública;

(m) Manifestar-se sobre a destinação a ser dada ao lucro líquido da Companhia, proposta pela Diretoria;

(n) Deliberar sobre o pagamento de juros sobre capital próprio, nos termos da Lei nº 9.249/95;

(o) Autorizar operações de captação de recursos, mediante a emissão de Notas Promissórias e Recibos de Depósitos, observada a legislação vigente;

(p) Autorizar a compra de ações da Companhia para manutenção em tesouraria ou para cancelamento, nas condições estabelecidas pela legislação vigente;

(q) Autorizar a instalação de sucursais, filiais, agências, ou escritório da Companhia fora do Estado do Rio Grande do Norte;

(r) Autorizar à Diretoria, nos casos em que exceda à competência desta, a outorga de poderes especiais a diretor ou a procurador; e

(s) Decidir sobre os casos omissos neste Estatuto, com base na legislação em vigor.

Parágrafo Único - Serão arquivadas no registro do comércio e publicadas as atas das reuniões do Conselho de Administração que contiverem decisão destinada a produzir efeitos perante terceiros.

SEÇÃO II - DIRETORIA

Artigo 20.º- A Diretoria é o órgão executivo da administração. A Diretoria é composta de 06 (seis) membros, sendo 1 (um) Diretor Presidente, 1 (um) Diretor de Economia, Finanças e de Relações com Investidores, 1 (um) Diretor de Recursos Humanos e Serviços Gerais, 1 (um) Diretor Comercial, 1 (um) Diretor de Gestão de Ativos e 1 (um) Diretor de Coordenação Territorial. O Conselho de Administração da Companhia poderá designar um dos membros da Diretoria, com exceção do Diretor Presidente, para exercer as funções de Diretor Vice-Presidente da Companhia.

Parágrafo 1º - Os membros da Diretoria serão eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 3 (três) anos, podendo ser reeleitos.

Parágrafo 2º - Em suas ausências ou impedimentos temporários os diretores serão substituídos de acordo com indicação da Diretoria. O Diretor-Presidente, na sua ausência, será substituído pelo Diretor Vice-Presidente. Na ausência, também, do Diretor Vice-Presidente, serão o Diretor-Presidente e o Diretor Vice-Presidente substituídos por outros diretores indicados pela Diretoria.

Parágrafo 3º - Em caso de vacância do cargo de Diretor Presidente, o Conselho de Administração será imediatamente convocado para eleição do substituto. Em caso de vacância de cargo de qualquer outro diretor, o órgão continuará em funcionamento com os demais diretores, devendo o Conselho de Administração ser imediatamente convocado para eleição de novo diretor.

Artigo 21.º- Os membros da Diretoria tomarão posse mediante termo lavrado no "Livro de Atas das Reuniões da Diretoria".

Artigo 22.º- A Diretoria reunir-se-á, ordinariamente, uma vez por mês, e, ainda, sempre que convocada por qualquer dos Diretores. A convocação far-se-á por escrito, inclusive via fax ou telex, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis. O quorum de instalação da reunião é a maioria dos membros em exercício.

Parágrafo Único - As deliberações da Diretoria serão tomadas pelo voto favorável da maioria dos Diretores presentes à reunião, cabendo ao Diretor-Presidente, além do voto comum, o de desempate.

Artigo 23.º- Compete à Diretoria:

(a) Propor ao Conselho de Administração as diretrizes fundamentais de administração da Companhia, a serem por este examinadas e aprovadas;

(b) Administrar a Companhia e tomar as providências adequadas à fiel execução das deliberações da Assembléia Geral e do Conselho de Administração, regulamentando-as, quando couber, mediante a expedição de normas, instruções gerais ou específicas e resoluções;

(c) Autorizar a criação e extinção de cargos, obedecido o Plano de Cargos e Salários da Companhia;

(d) Delegar poderes a Diretores e Chefes para autorização de despesas, estabelecendo limites e condições;

(e) Propor ao Conselho de Administração a aquisição de bens imóveis por parte da Companhia, quando o valor da operação for superior a R$ 500.000,00 (quinhentos mil reais);

(f) Convocar a Assembléia Geral, nos casos previstos neste Estatuto;

(g) Enviar ao Conselho de Administração, dentro de 90 dias a contar do encerramento do exercício e após ouvido o Conselho Fiscal, o relatório anual, o balanço patrimonial e demais demonstrações financeiras previstas em lei;

(h) Designar representantes da Companhia nas Assembléias Gerais de subsidiárias e, quando convier, das demais sociedades das quais a Companhia participa como simples acionista ou quotista;

(i) Encaminhar à Comissão de Valores Mobiliários, quando for o caso, a exposição justificativa de que trata o parágrafo 4º do art. 202 da Lei nº 6.404/76;

(j) Propor ao Conselho de Administração a realização de operações de captação de recursos, mediante a emissão de Notas Promissórias e Recibos de Depósito, observadas as normas específicas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM);

(k) Recomendar ao Conselho de Administração a aquisição de ações da Companhia, para manutenção em tesouraria ou para cancelamento, nas condições estabelecidas pela CVM;

(l) Aumentar o valor de quaisquer dos itens do programa anual de investimentos, em até 5% (cinco por cento) do total aprovado pelo Conselho de Administração, inclusive facultando-se o remanejamento entre itens, desde que não se altere a estrutura original do referido programa de investimentos; e

(m) Exercer outras atribuições que lhe forem cometidas pelo Conselho de Administração ou pela Assembléia Geral.

Artigo 24.º- Compete ao Diretor-Presidente:

I. Executar e fazer cumprir as deliberações da Assembléia Geral, do Conselho de Administração e da Diretoria;

II. Representar a Companhia em juízo ou fora dele, perante as empresas subsidiárias ou associadas, os acionistas, os poderes constituídos e o público em geral, podendo delegar tais poderes a qualquer Diretor ou empregado da COSERN;

III. Aprovar as alterações da estrutura organizacional da Companhia, até o nível de Departamento, ou equivalente;

IV. Convocar e presidir as reuniões da Diretoria;

V. Identificar e propor novas oportunidades de negócios para a Cosern;

VI. Estabelecer e administrar os planos estratégicos dos sistemas de informação da empresa;

VII. Conduzir as relações institucionais da COSERN com o Poder Concedente e com os Orgãos e Empresas do Setor Elétrico Nacional, participando dos foros importantes de discussão setorial;

VIII. Coordenar os contatos da Empresa com os Poderes Públicos constituídos;

IX. Supervisionar as atividades da Companhia no que diz respeito aos seus aspectos jurídicos e legais;

X. Fazer publicar o relatório anual da Companhia;

XI. Suspender qualquer decisão da Diretoria, quando considerá-la contrária à Lei, ao Estatuto ou inconveniente aos interesses sociais, submetendo o assunto à deliberação do Conselho de Administração e sugerir o seu encaminhamento à Assembléia Geral, se for o caso;

XII. Coordenar as atividades executivas dos demais membros da Diretoria; e

XIII. Delegar autoridade aos Diretores para decidirem dentro de suas áreas, sem necessidade de consultas, até o limite que fixar.

Artigo 25.º- No caso de licença ou afastamento, o Diretor-Presidente será substituído pelo Diretor Vice-Presidente. Na ausência, também, do Diretor Vice-Presidente, serão o Diretor-Presidente e o Diretor Vice-Presidente substituídos por outros diretores indicados pela Diretoria.

Artigo 26.º- Para os fins previstos no artigo anterior, a ausência do Diretor-Presidente deverá ser por ele comunicada oficialmente ao seu substituto, ou reconhecida pela Diretoria, em reunião formal.

Artigo 27.º- Compete a cada um dos demais Diretores as seguintes atribuições:

I – Diretor de Economia, Finanças e de Relações com Investidores

(a) Conseguir, nos mercados financeiros, nacionais e internacionais, os recursos econômicos necessários para financiar as atividades da Empresa, nas melhores condições de custo e risco;

(b) Elaborar os orçamentos anuais de custeio e de investimentos, e acompanhar a realização dos mesmos;

(c) Administrar a Gestão de Riscos da Empresa, implementando a política de seguros que otimize o binômio segurança-custo;

(d) Prestar informações à Comissão de Valores Mobiliários, aos investidores e aos acionistas, mantendo o registro da Companhia atualizado e atentando para as disposições legais vigentes no que concerne ao relacionamento com o mercado;

(e) Registrar todos os movimentos econômicos da empresa de forma a cumprir as exigências legais e as necessidades de gestão da organização.

II - Diretor de Recursos Humanos e Serviços Gerais:

(a) Canalizar as relações da Empresa com os empregados através de seus representantes legais, negociar os correspondentes acordos coletivos e demais aspectos das relações de trabalho, seguir a correta interpretação e aplicação do acordado e negociado;

(b) Administrar o pagamento dos salários, outras remunerações, previdência social, impostos relacionados, e em geral, todos aqueles que fazem parte dos "gastos de pessoal";

(c) Definir as políticas salariais, de formação, de seleção e de promoção dos empregados, desenvolver as normas e procedimentos correspondentes, dar instruções para sua aplicação;

(d) Planejar e implantar os procedimentos de gestão das atividades de risco e de atuação em caso de acidentes e incidentes, promovendo a cultura de prevenção e utilização das normas de segurança;

(e) Cumprir as exigências legais quanto a medicina do trabalho, e gerenciar os planos de saúde dos empregados e seus dependentes, com a melhor qualidade, dentro de limites de custo aceitáveis;

(f) Estabelecer as políticas e planos de desenvolvimento profissional dos empregados da Empresa;

(g) Estabelecer e executar os planos de segurança física patrimonial que garantam a segurança dos trabalhadores e das instalações, frente a possíveis atos ilegais praticados por terceiros;

(h) Assegurar a guarda da documentação da Empresa, definindo os meios de conservação (originais, microfilmes), garantindo a rápida localização e disponibilidade aos usuários;

(i) Administrar a contratação, compras e a distribuição dos materiais da empresa;

III – Diretor de Gestão de Ativos:

(a) Planejar, orçar e controlar a execução de todos os investimentos em instalações;

(b) Realizar a operação das instalações de geração e das redes de transmissão e distribuição em todos os níveis de tensão diretamente, desde os centros de controle;

(c) Realizar com critérios de máxima rentabilidade, todas as normas e padrões técnicos relativos a equipamentos, materiais e instalações em geral, para serem aplicadas tanto pelas equipes de trabalho próprias como pelas de fornecedores externos;

(d) Realizar a engenharia básica das instalações, padronizando projetos, desenvolvendo a engenharia do detalhe, contratando a execução das subestações e linhas de alta tensão e dando apoio necessário para realizar a engenharia de construção das demais instalações, a nível descentralizado;

(e) Supervisionar a precisão das medições do sistema elétrico, estabelecendo critérios de verificação e de inspeção, assim como de renovação dos equipamentos e realizar diretamente a instalação e verificação de medidores especiais;

(f) Supervisionar as perdas na rede, tanto nas fases de planejamento e operação, como de medições, promovendo continuamente as ações necessárias para a sua redução, sempre com critérios de máxima rentabilidade;

(g) Definir, supervisionar e informar aos órgãos pertinentes, os aspectos relacionados com a qualidade do fornecimento, agregando informações pertinentes a outros órgãos que as necessitem, e promovendo as ações necessárias para conseguir os níveis definidos como aceitáveis;

(h) Definir e supervisionar os níveis de telecomunicações da Empresa e de automação de sua rede, aprovando as estratégias necessárias para suportar os serviços previstos, executando os empreendimentos previstos nos planos e orçamentos de investimentos e realizando a manutenção de suas redes;

IV – Diretor Comercial:

(a) Negociar com os distintos geradores e agentes do mercado de energia elétrica as compras de energia necessárias para satisfazer as demandas dos clientes, nas melhores condições de preço e qualidade;
(b) Defender os interesses da COSERN nas negociações que se estabeleçam com os organismos reguladores para fixar a estrutura e o valor das tarifas a serem pagas pelos clientes regulamentados;

(c) Definir e desenvolver, através dos serviços de apoio do Grupo , o marketing comercial da COSERN, segmentando o mercado de clientes, definindo os objetivos comerciais, as ações e recursos precisos para alcançá-los, realizando as ações que por sua natureza sejam centralizadas, controlando as descentralizadas;

(d) Liderar o desenvolvimento e implantação de novos produtos e serviços que satisfaçam de forma rentável as necessidades e expectativas dos clientes;

(e) Realizar as previsões de demanda que sejam precisas para o planejamento das ações comerciais, para a compra de energia, para estimar resultados e para proteger a rede;

(f) Estabelecer, implantar e realizar o acompanhamento das políticas, critérios e procedimentos comerciais que maximizem a eficiência dos processos comerciais (contratação, leitura, faturamento, cobrança), dando aos clientes um tratamento correto e homogêneo;

(g) Executar as atividades comerciais ligados ao gerenciamento dos contratos dos processos comerciais de leitura, faturamento e arrecadação das unidades consumidoras;

V – Diretor de Coordenação Territorial:

(a) Realizar a operação local da rede de baixa e média tensão;

(b) Manter a rede de baixa e média tensão, observando os critérios, métodos e programas definidos pela Diretoria de Gestão de Ativos;

(c) Executar as obras de expansão e melhoramento na rede de baixa e média tensão, observando os programas de investimento aprovados de acordo com os padrões técnicos aplicáveis;

(d) Realizar as tarefas de inspeção visando a detecção de fraudes, conforme critérios definidos pela Diretoria Comercial - CO;

(e) Executar as atividades de leitura, faturamento e arrecadação das unidades consumidoras;

(f) Atender os clientes, diretamente ou através de agentes credenciados, observando a regulamentação do Poder Concedente.

Parágrafo Único – Compete a todos os diretores individualmente, independentemente de sua denominação:

I. representar a Companhia nos casos de delegação específica do Diretor-Presidente;

II. dirigir, supervisionar, com responsabilidade, as atividades abrangidas pela área que for definida como de sua competência, pelo Conselho de Administração, no âmbito da atuação da Companhia;

III. delegar poderes a empregados da Companhia, em subordinação vertical, no que concerne a atos administrativos na área de sua competência;

IV. tornar efetivo, no que lhe corresponde, o cumprimento das deliberações da Diretoria, do Conselho de Administração e da Assembléia Geral;

V. substituir o Diretor-Presidente nas hipóteses previstas neste Estatuto; e

VI. exercer outras atribuições que lhe forem conferidas pelo Conselho de Administração.

Artigo 28.º- Os seguintes atos necessitam da assinatura do Diretor-Presidente ou de dois outros Diretores, em conjunto: (i) constituição de procuradores " ad negotia" ou "ad judicia", (ii) indicação de prepostos em nome da Companhia.

Artigo 29.º- A Companhia se obriga perante terceiros por atos praticados (i) pelo seu Diretor-Presidente, (ii) por dois outros Diretores, em conjunto, ou (iii) por um Diretor e por um procurador, constituído nos termos do artigo 28.

Parágrafo Único - Os contratos, acordos, convênios, ou quaisquer atos que gerem obrigações para a Companhia no valor de até R$ 250.000,00 (duzentos e cinquenta mil reais) deverão ser assinados pelo (i) Diretor-Presidente, ou (ii) por dois outros Diretores, em conjunto, ou (iii) por um Diretor e um procurador, em conjunto. Caso o valor exceda o limite acima indicado, então, os respectivos atos deverão ser assinados pelo (i) Diretor-Presidente, em conjunto com um outro Diretor, ou (ii) pelo Diretor-Presidente, em conjunto com um procurador.

CAPÍTULO V - DO CONSELHO FISCAL

Artigo 30.º- O Conselho Fiscal funcionará nos exercícios sociais em que for instalado a pedido de acionistas.

Parágrafo Único - O Conselho Fiscal será composto de 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, eleitos pela Assembléia Geral.

Artigo 31.º- Ao Conselho Fiscal compete exercer as atribuições previstas na legislação em vigor.

CAPÍTULO VI - DO EXERCÍCIO SOCIAL, DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS, DAS RESERVAS, DOS DIVIDENDOS E DA PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS

Artigo 32.º- No encerramento de cada exercício social, que coincidirá com o ano civil, serão elaboradas, com a observância das disposições legais, as seguintes demonstrações financeiras:

(a) balanço patrimonial;

(b) demonstrativo das mutações do patrimônio líquido;

(c) demonstração do resultado do exercício;

(d) demonstração das origens e aplicações de recursos.

Artigo 33.º- O exercício social coincidirá com o ano civil, terminando, portanto, em 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as demonstrações financeiras, sendo levantados balanços semestrais em 30 de junho de cada ano.

Artigo 34.º- Depois de constituída a reserva legal, a destinação da parcela remanescente do lucro líquido apurado ao fim de cada exercício, que coincidirá com o ano civil, será, por proposta da Administração, submetida à deliberação da Assembléia Geral.

Parágrafo 1º - A Companhia poderá levantar balanços intercalares e, com base neles, distribuir dividendos, desde que o total dos dividendos pagos com base nesses balanços não exceda o montante das reservas de capital de que trata o § 1º do art. 182 da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo 2º - O valor dos juros, pago ou creditado, a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do parágrafo 7º do Artigo 9º da Lei 9.249, de 26.12.1995 e legislação e regulamentação pertinentes, poderá ser imputado ao dividendo obrigatório e ao dividendo anual mínimo para as ações preferenciais, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais.

Parágrafo 3º - Apurado o resultado do exercício social, observadas as disposições legais, serão feitas as seguintes deduções e destinações:

(a) de uma parcela destinada aos empregados da Companhia, a título de participação nos lucros, no montante de até 2% (dois por cento) do lucro realizado no ano, apurado antes da dedução de impostos, do resultado não operacional, do resultado financeiro, da depreciação e da amortização, que será distribuída segundo critérios a serem fixados pela Diretoria;

(b) de outra parcela destinada aos Administradores, dentro do limite legal e somente pertinente ao exercício social em relação ao qual for atribuído aos acionistas o dividendo mínimo previsto em Lei.

Artigo 35.º- Pelo menos 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado na forma da lei, será destinado ao pagamento de dividendos.

Artigo 36.º- O dividendo previsto no artigo anterior não será obrigatório no exercício social em que a Diretoria - dando prévio conhecimento ao Conselho de Administração - informar à Assembléia Geral Ordinária, com parecer do Conselho Fiscal, ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia, observadas as disposições do parágrafo 4º do Art. 202 da Lei nº 6.404/76.

Artigo 37.º- Os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contado nos termos do art. 287 da Lei nº 6.404/76, reverterão em benefício da Companhia.

CAPÍTULO VII - DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Artigo 38.º- O capital dos acionistas, enquanto aplicado em obras em andamento, vencerá os juros que a lei fixar, os quais terão o destino indicado na legislação especial relativa aos serviços de energia elétrica.

Artigo 39.º- Os casos omissos no presente Estatuto serão resolvidos com base na legislação vigente.

20.01 - DESCRIÇÃO DAS INFORMAÇÕES ALTERADAS

Quadro 02.02
Complementação dos dados pessoais e experiência profissional dos administradores e conselheiros.

Quadro 04.02
Correção da data última alteração do capital.

Quadro 14.03
Foram transcritas as páginas 44 a 71, 94 a 116, 134 a 138 da Minuta de Prospecto de Distribuição Pública de Debêntures.

Quadro 14.05
Foi inserida a tabela, detalhando os investimentos realizados e previstos pela administração, constante na página 145 da Minuta de Prospecto de Distribuição Pública de Debêntures.

Quadro 15.01 - Apresentação.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

IX – Ofício da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que aprovou a emissão e a constituição da garantia real

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Ofício nº 1014 /2004–SFF/ANEEL

Brasília, 23 de junho de 2004.

A Sua Senhoria o Senhor
Emmanuel Sampaio Lôpo
Diretor de Economia, Finanças e de Relações com Investidores da
Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN
Natal – RN

Cópia para RT e FT
Augusto FI
29/6/2004

EMMANUEL SAMPAIO LÔPO
Diretor de Economia, Finanças
e de Relações com Investidores

Assunto: Pedido de anuência para emissão de debêntures.

Senhor Diretor,

Referindo-nos às Correspondências CA/FI-33/2004 e CA/FI-31/2004, de 06 e 31 de maio de 2004, respectivamente, por meio das quais a Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, submete à anuência desta Agência emissão de debêntures, com dação de recebíveis em garantia, cujas características são as seguintes:

a) **VALOR:** R$ 120 milhões;
b) **PRAZO:** 04 anos, com 18 meses de carência;
c) **JUROS:** CDI + 2,5% ao ano; e
d) **GARANTIAS:** Penhor de direitos creditórios equivalentes a 36,5% da Receita Operacional Líquida mensal da COSERN.

2. Após a análise da documentação apresentada, com base nas Leis nº 8.987/95 e nº 10.604/02, verificamos que o comprometimento da receita líquida da COSERN, contemplando a presente operação, corresponde à 84,6%, percentual este considerado elevado e objeto de atenção desta Agência, motivo pelo qual requeremos, por meio do **FAX nº 80/2004-SFF/ANEEL**, de 18 de maio de 2004, a apresentação de projeção da receita para todo o prazo das debêntures, bem como demonstrativo do respectivo comprometimento dos recebíveis para o período projetado.

3. Conforme as informações prestadas, para os anos projetado de 2004 a 2008, o citado comprometimento da receita líquida será gradativamente reduzido, no decorrer no prazo remanescente das debêntures, do percentual inicial de 84%, para 36% ao final do período, portanto, compatível com a amortização em 04 anos, com a carência estipulada de 18 meses.

SGAN - Quadra 603 / Módulos "I" e "J"
CEP 70830-030 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 426 5600
Ouvidoria 0800 61 2010
www.aneel.gov.br

4. Além disso, verificamos que se trata de operação estruturada para alongar dívidas operacionais da Concessionária, em condições mais vantajosas, com vistas em captar recursos destinados a investimentos e refinanciamento de dívidas aplicadas na concessão outorgada à COSERN. Comprovou-se, dessa forma, o atendimento ao **art. 1º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002**, já que foram devidamente prestadas as informações pertinentes às operações que originalmente deram causa as dívidas renegociadas, especialmente por meio de quadro demonstrativo de "Usos e Fontes".

5. Isso posto, esta Superintendência, nos termos da delegação de competência expressa no art. 1º da Resolução nº 164, de 22 de maio de 1998, com nova redação dada pelo art. 1º, inciso VI, da Resolução nº 151, de 19 de maio de 2000, aprova a emissão das debêntures e a vinculação dos recebíveis em garantia, ficando vedado o repasse dos recursos captados às partes relacionadas, sob qualquer forma.

6. Ressaltamos, entretanto, que a autorização refere-se ao oferecimento da garantia, na forma apresentada, sendo de responsabilidade da Concessionária a análise dos riscos quanto aos custos inerentes à captação dos recursos, cuja concordância não dará aos agentes financiadores direito de qualquer ação contra a ANEEL, em decorrência de descumprimento, pela COSERN, dos seus compromissos financeiros.

7. Outrossim, solicitamos cópia dos documentos definitivos da captação, após o registro na Comissão de Valores Mobiliários – CVM, com o relatório da respectiva *due diligence*.

Atenciosamente,

ROMEU DONIZETE RUFINO
Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira

SGAN - Quadra 603 / Módulos "I" e "J"
CEP 70830-030 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 426 5600
Ouvidoria 0800 61 2010
www.aneel.gov.br

RMS

pefran.com.br

Emissora

Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern
Diretor de Relações com Investidores
Rua Mermoz, 150
Natal - RN

Instituição Intermediária Líder

Banco Santander Brasil S.A.
Rua Amador Bueno, 474 Bloco C - 3º andar
São Paulo - SP

Instituições Intermediárias

Banco Itaú BBA S.A.
Av. Brigadeiro Faria Lima, nº3400 - 5º andar
São Paulo - SP

Banco Bradesco S.A.
Av. Ipiranga, 282 – 15º andar
São Paulo - SP

BB Banco de Investimento S.A.
Rua Lélio Gama nº105 - 28º andar
Rio de Janeiro – RJ

Consultores Legais

Levy & Salomão Advogados
Av. Brigadeiro Faria Lima, 2601, 12º andar
São Paulo - SP