

# Prospecto de Distribuição Pública de Debêntures não Conversíveis em Ações de Emissão da



COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

Companhia Aberta

CNPJ/MF nº 08.324.196/0001-81 - NIRE nº 24300000502

Sede: Rua Mermoz, 150 - Natal, Estado do Rio Grande do Norte

Classificação Standard & Poor's: Rating BrAA<sup>+</sup>

---

## R\$ 90.000.000,00

Classificação Standard & Poor's: Rating BrAA<sup>+</sup>

---

Emissão de 9.000 (nove mil) debêntures nominativas, não conversíveis em ações, da primeira emissão, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern ("Cosern") com valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) na data da emissão, perfazendo o valor total de R\$ 90.000.000,00 (noventa milhões de reais), em série única, com garantia da espécie flutuante.

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

*"Este Prospecto foi preparado com base em informações prestadas pela companhia emissora, visando ao atendimento dos padrões mínimos de informação estabelecidos para colocação e distribuição pública de títulos e valores mobiliários definidos pelo Código de Auto-Regulação da ANBID para as Operações de Colocação e Distribuição Pública de Títulos e Valores Mobiliários no Brasil, o que não implica, por parte da ANBID, garantia de veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, das instituições participantes e/ou dos títulos e valores mobiliários objeto da distribuição."*

As Ações Ordinárias, Preferenciais A e Preferenciais B da Emissora estão inscritas na Bolsa de Valores de São Paulo sob nºs ISIN: BRCSRNACNORD, BRCSRNACNPA3 e BRCSRNACNPB1, respectivamente.

---

### Coordenadores



### Participantes Especiais



A data deste Prospecto é 07 de abril de 2000.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

---

## ÍNDICE

Informações Cadastrais da Cosern .....	03
Características da Emissão .....	04
Capitalização da Cosern .....	08
Anexo I da Instrução CVM nº 13/80 .....	09
Fatores de Risco .....	22
Atividades da Cosern .....	28
Histórico .....	28
Acionistas Controladores .....	29
Administração .....	31
Negócios da Cosern .....	35
Mercado de Atuação .....	37
Dependência de Mercados Externos e Internos .....	43
Concorrência .....	43
Serviços .....	44
Serviços em Desenvolvimento .....	51
Investimentos .....	52
Consumidores .....	55
Fornecedores .....	62
Patentes e Marcas .....	64
Recursos Humanos .....	64
Contratos Relevantes .....	66
Fatores Macroeconômicos .....	71
Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico .....	72
Comentários da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais .....	
Valores Mobiliários .....	
Pendências Administrativas e Judiciais .....	
Transações com Partes Relacionadas .....	
Sistema Nacional de Debêntures .....	
Anexo I: Ata da Assembléia Geral Extraordinária que Deliberou a Emissão das Debêntures .....	
Anexo II: Escritura de Emissão das Debêntures e Anexos .....	
Anexo III: Informações Anuais - IAN Relativos ao Exercício de 1998 .....	
Anexo IV: Demonstrações Financeiras, Notas Explicativas e Parecer dos Auditores Independentes Referentes a 31 de Dezembro de 1999 e 1998 .....	
Anexo V: Demonstrações Financeiras Padronizadas - DFP Relativos ao Exercício de 1999...	

---

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

---

**INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COSERN**

<b>Qualificação</b>	Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern
<b>Sede</b>	Rua Mermoz 150, Baldo, Natal, Rio Grande do Norte – CEP 59025-250
<b>Departamento de Acionistas</b>	Sr. Heron Walsh Bastos Gerente do Departamento de Tesouraria e Finanças Tel.: (84) 215 6134 Fax.: (84) 215 6454 email: <a href="mailto:heron@cosern.com.br">heron@cosern.com.br</a>
<b>Diretor de Relações com Investidores</b>	Emmanuel Sampaio Lôpo Tel.: (84) 215 6104 Fax.: (84) 215 6242 email: <a href="mailto:elopo@cosern.com.br">elopo@cosern.com.br</a>
<b>Auditores Independentes</b>	Ernst & Young Auditores Independentes S.C.
<b>Agente Escriurador das Ações</b>	Banco do Brasil S.A.
<b>Local de Negociação das Ações</b>	Bolsa de Valores de São Paulo - Bovespa  BVRG - Bolsa de Valores Regional
<b>Jornais onde a Companhia divulga Informações</b>	Tribuna do Norte Diário Oficial do Estado – DOE Gazeta Mercantil – Nacional

---

## CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

### Sumário

O sumário abaixo contém informações sobre a emissão das debêntures da Cosern bem como sobre as condições da oferta pública. O potencial investidor deve ler todo o conteúdo do prospecto antes de tomar uma decisão de investimento.

<b>Emissora</b>	Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern (“Cosern”, ou “Companhia”, ou “Emissora”)
<b>Número Total de Debêntures</b>	9.000 (nove mil)
<b>Valor Nominal Unitário</b>	R\$ 10.000,00 (dez mil reais)
<b>Valor Total da Emissão</b>	R\$ 90.000.000,00 (noventa milhões de reais)
<b>Número de Séries</b>	única
<b>Tipo e Espécie</b>	Nominativas, não conversíveis em ações, da espécie com garantia flutuante.
<b>Data de Emissão</b>	1º de abril de 2000.
<b>Prazo</b>	36 (trinta e seis) meses.
<b>Data de Vencimento</b>	1º de abril de 2003.
<b>Remuneração</b>	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.
<b>Carência</b>	18 (dezoito) meses, a partir da Data de Emissão.
<b>Periodicidade de Pagamento da Remuneração</b>	Semestral, a partir do 18º mês a contar da Data de Emissão, <i>pro rata temporis</i> , desde a Data de Emissão ou do último pagamento de remuneração até a data do pagamento do evento em questão.

---

**Amortização Programada**

O valor nominal da debênture será amortizado em 4 (quatro) parcelas semestrais e consecutivas de R\$ 2.500,00 (dois mil e quinhentos reais), a partir de 1º de outubro de 2.001, inclusive, ocorrendo a última amortização em 01 de abril de 2.003, data de vencimento das debêntures.

**Preço de Subscrição e  
Forma de Integralização**

Foi realizado processo de “book building” que apurou ágio de 0,5% (cinco décimos por cento) que incidiu sobre o preço de subscrição das debêntures. O ágio foi fixado sobre o valor nominal da debênture, acrescido da remuneração, apurada na forma do item “Remuneração”, calculada “pro-rata temporis”, desde a Data de Emissão até a data do encerramento do processo de “book building”. O anúncio de início de distribuição das debêntures informou o percentual do ágio efetivamente aplicado sobre o preço de subscrição das debêntures durante a fase de distribuição pública. O preço de subscrição das debêntures será o seu valor nominal acrescido da remuneração calculada “pro-rata temporis”, apurada desde a Data de Emissão até a data da efetiva subscrição e integralização, acrescido do ágio definido em processo de “book building”.

**Poder Liberatório**

Na hipótese de eventual inadimplemento da Emissora, as debêntures terão poder liberatório, devendo ser aceitas, pela Emissora e pelos Bancos Arrecadadores, em dação, para pagamentos, pelos debenturistas, de contas de energia faturadas pela Emissora, nos termos dos procedimentos operacionais estabelecidos no Anexo II que integra a Escritura de Emissão.

**Garantia Adicional**

Em caso de inadimplemento das prestações onerosas decorrentes da Escritura de Emissão, o Agente Fiduciário poderá disponibilizar em favor dos debenturistas até 50% dos recebimentos mensais que compõem a arrecadação bruta da Emissora, oriundos do fornecimento de energia elétrica, com as limitações reguladas no Anexo I que é parte integrante da Escritura de Emissão.

**Aquisição Facultativa**

A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir debêntures da 1ª (primeira) emissão em circulação, por preço não superior ao seu saldo devedor, observado o disposto no artigo 55 da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976. Nesta hipótese, as debêntures adquiridas pela Emissora poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora, ou ser novamente colocadas no mercado.

**Resgate Antecipado  
Facultativo**

A Emissora reserva-se o direito de, após decorridos 90 (noventa) dias contados da Data de Subscrição, promover o resgate antecipado das debêntures objeto desta emissão, de forma total ou parcial, neste caso mediante sorteio coordenado pelo Agente Fiduciário, com pagamento do saldo devedor a que fizerem jus. Na hipótese de resgate parcial, a empresa deverá comunicar aos debenturistas sorteados a decisão do resgate, os quais solicitarão à CETIP a retirada das debêntures do SND – Sistema Nacional de Debêntures. Os resgates antecipados deverão observar intervalos de, no mínimo, 90 (noventa) dias do resgate anterior. A decisão do resgate deverá ser tomada pelo Conselho de Administração da Emissora e comunicada aos debenturistas mediante aviso específico com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis da data do resgate. As debêntures que vierem a ser resgatadas serão obrigatoriamente canceladas.

**Local de Negociação**

Sistema Nacional de Debêntures - SND, administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto – ANDIMA e operacionalizado pela Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos – CETIP.



---

<b>Procedimento da Distribuição</b>	As debêntures serão objeto de distribuição pública com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, através do SDT – Sistema de Distribuição de Títulos, administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto – ANDIMA e operacionalizado pela Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos - CETIP. Durante a fase de distribuição pública das debêntures será adotado o procedimento diferenciado, referido no artigo 33 da Instrução CVM nº 13/80, não sendo utilizada na oferta a sistemática de reserva antecipada, inexistindo lotes mínimos ou máximos, sendo atendidos preferencialmente os clientes dos coordenadores que desejarem efetuar investimentos na Emissora.
<b>Destinação dos Recursos</b>	Os recursos serão destinados (i) para o resgate de Notas Promissórias vincendas em 12 de abril de 2000, no valor de R\$ 60.000.000,00; e (ii) investimentos da Emissora.
<b>Rating</b>	Rating Foi atribuída à emissão das debêntures e à Emissora nota BrAA <sup>-</sup> pela Standards & Poor's.
<b>Publicidade</b>	Jornal “Gazeta Mercantil – Edição Nacional” sempre com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis, devendo a Emissora avisar, tempestivamente, o Agente Fiduciário da realização de qualquer publicação.
<b>Bancos Coordenadores</b>	BB Banco de Investimento S.A., Banco Bilbao Vizcaya Brasil S.A. e Banco Citibank S.A.
<b>Banco Mandatário</b>	Banco do Brasil S.A.
<b>Agente Fiduciário</b>	Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

---

## CAPITALIZAÇÃO DA COSERN

A tabela abaixo apresenta o endividamento de curto e longo prazo e a capitalização total da Companhia em 31 de dezembro de 1999 e o “*pro forma*” ajustado exclusivamente para emissão das debêntures. Essa tabela deverá ser lida em conjunto com as demonstrações financeiras auditadas e respectivas notas explicativas contidas em outras seções do Prospecto.

Capitalização (em mil reais)		
	<b>Realizado</b> <b>31.12.99</b>	<b>Ajustado*</b> <b>Pro-forma</b>
<b>Dívidas de Curto Prazo</b>		
Fornecedores	21.287	21.287
Folha de pagamento	432	432
Encargos da dívida	256	256
Impostos, taxas e contribuições correntes	17.347	17.347
Parcelamentos de tributos e contribuições sociais	3.671	3.671
Empréstimos e financiamentos	84.558	27.367
Participações dos empregados no resultado	390	390
Dividendos propostos	10.222	10.222
Juros sobre capital próprio	16.343	16.343
Obrigações estimadas – Folha de pagamento	1.615	1.615
Obrigações estimadas – Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	8.719	8.719
Provisão para contingências	28.037	28.037
Sociedades controladoras e ligadas	1.753	1.753
Encargos do consumidor a recolher	2.439	2.439
Taxa de Iluminação Pública – TIP	1.581	1.581
Outros	2.197	2.197
<b>Total de Dívidas de Curto Prazo</b>	<b>200.847</b>	<b>143.656</b>
<b>Dívida de Longo Prazo</b>		
Empréstimos e financiamentos	72.276	147.276
Parcelamentos de tributos e contribuições sociais	9.246	9.246
Contribuição social diferida	2.823	2.823
Outros	661	661
	85.006	160.006
Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	37.176	37.176
<b>Total de Dívidas de Longo Prazo</b>	<b>122.182</b>	<b>197.182</b>
<b>Total de Dívidas de Curto e Longo Prazo</b>	<b>323.029</b>	<b>340.838</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>		
Capital social realizado	140.413	140.413
Reserva de capital	4.543	4.543
Reservas de lucros	37.984	37.984
	182.940	182.940
<b>Capitalização Total</b>	<b>505.969</b>	<b>523.778</b>

\* Em 31 de dezembro de 1999, a Cosern apresentava um índice de passivo/patrimônio líquido de 0,87. Com a presente emissão de R\$ 90 milhões em debêntures não conversíveis em ações, cuja principal destinação de recursos é o pagamento de Notas Promissórias no montante de R\$ 60 milhões, o índice passivo/patrimônio líquido passará a ser 0,96.

**ANEXO I DA INSTRUÇÃO CVM Nº 13/80**

Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN

Cnpj: 08.324.196/0001-81

SEDE: Rua Mermoz, 150


Natal, Estado do Rio Grande do Norte

Emissão de 9.000 (nove mil) debêntures, em série única, não conversíveis em ações da companhia, nominativas, da 1ª (primeira) emissão, com valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) na data da emissão, 01 de abril de 2.000, perfazendo o montante de R\$ 90.000.000,00 (noventa milhões de reais), com vencimento final em 01 de abril de 2.003, a serem integralizadas à vista, em dinheiro, na data da subscrição, pelo seu valor nominal, acrescido de remuneração calculada com base na taxa de juros flutuante, referenciada a 104,50% (cento e quatro inteiros e cinquenta centésimos por cento) da taxa média de Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia – over extra grupo, “Taxa DI”, calculados “*pro-rata-temporis*”, se necessário, desde a data da emissão até a data da efetiva subscrição e integralização, acrescida do ágio definido em processo de “*book building*”, na forma da escritura de emissão. Os pagamentos de juros e da amortização programada ocorrerão semestralmente, a partir de 01 de outubro de 2.001, inclusive.


A ata da Assembléia Geral Extraordinária que deliberou sobre a emissão das debêntures foi realizada em 03 de março de 2000, e arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte sob nº 245052-3 e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e nos jornais Diário de Natal e Gazeta Mercantil dia 23 de março de 2000.

Registro na CVM concedido em 07.04.2000, sob o nº CVM/SRE/DEB - 2000/008.

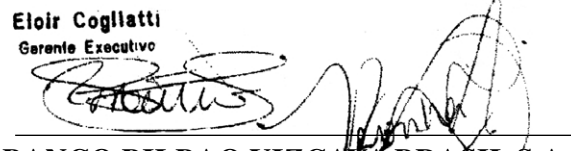
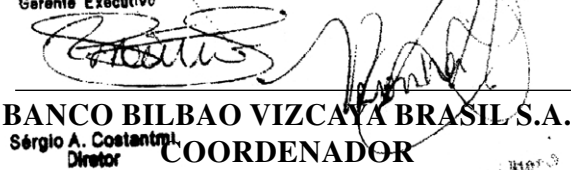
***“O registro da presente emissão não implica, por parte da CVM, garantia da veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da companhia emissora bem como sobre as debêntures a serem distribuídas.”***

  
Emmanuel Sampaio Lopo  
Diretor Financeiro e de Relações  
com o Mercado

**COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO  
GRANDE DO NORTE – COSERN  
EMISSION**

  
**BANCO CITIBANK S.A.**  
Alfredo de Souza  
Diretor  
**COORDENADOR**  
Vinicius de Queiroz  
DIRETOR

  
Ernesto Francisco Magalhães  
Gerente de Divisão  
**BB BANCO DE INVESTIMENTO S.A.**  
**COORDENADOR**

  
Eloi Cogliatti  
Gerente Executivo  
  
**BANCO BILBAO VIZCAYA BRASIL S.A.**  
Sérgio A. Constantino  
Diretor  
**COORDENADOR**

## I. COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Posição na data da última AGE (3 de março de 2.000).

ESPÉCIE *	SUBSCRITO		INTEGRALIZADO	
	QUANTIDADE (MIL)	VALOR (R\$ MIL)	QUANTIDADE (MIL)	VALOR (R\$ MIL)
Ordinárias	142.434.336	-	142.434.336	-
Preferenciais A	22.155.805	-	22.155.805	-
Preferenciais B	3.483.887	-	3.483.887	-
<b>TOTAL</b>	<b>168.074.028</b>	<b>140.413.333,25</b>	<b>168.074.028</b>	<b>140.413.333,25</b>

\* Ações sem valor nominal.

## II. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DA EMISSÃO

DEBÊNTURES	QUANTIDADE	PREÇO DE EMISSÃO (R\$)	MONTANTE (R\$)
Série Única	9.000	10.000,00	90.000.000,00
<i>Custo Máximo da Distribuição</i>			1.620.000,00
TAXA DE FISCALIZAÇÃO			82.870,00
Montante Líquido Para a Companhia			88.297.130,00

## III. DEMONSTRATIVO DO CUSTO DA DISTRIBUIÇÃO

### 1. Custos previstos no contrato de distribuição:

- Comissão de coordenação: 1,0% (um inteiro por cento) calculado sobre o valor das debêntures efetivamente colocadas na data da subscrição a qual será dividida entre os Coordenadores na proporção lote subscrito e/ou colocado;
- Comissão de colocação: 0,4% (quatro décimos por cento) calculado sobre o volume efetivamente colocado e/ou subscrito a qual será dividida entre os Coordenadores na proporção lote subscrito e/ou colocado.
- Comissão de garantia: 0,4% (quatro décimos por cento) calculada sobre o volume efetivamente colocado e/ou subscrito a qual será dividida entre os Coordenadores na proporção da garantia firme prestada por cada Coordenador.

### 2. Custo unitário do lançamento:

VALOR NOMINAL (R\$)	CUSTO POR DEBÊNTURE (R\$)	MONTANTE LÍQUIDO (R\$)
10.000,00	189,21	9.810,79

### 3. Despesas decorrentes do registro de emissão na CVM:

R\$ 82.870,00 (oitenta e dois mil, oitocentos e setenta reais), relativos à Taxa Fiscalização do Mercado de Capitais, correspondentes a 0,30 % (trinta centésimos por cento) sobre o valor da emissão, limitado a 100.000 (cem mil) UFIR.

---

#### IV. CONDIÇÕES E PRAZO DE SUBSCRIÇÃO E INTEGRALIZAÇÃO

- a) A colocação das debêntures terá início após a concessão do registro de emissão pública por parte da CVM - Comissão de Valores Mobiliários e da segunda publicação do Anúncio de Início de Distribuição, conforme artigo 26 da Instrução CVM nº 13/80, e encerramento no prazo máximo de distribuição primária previsto no item V seguinte;
- b) As debêntures desta emissão poderão ser subscritas, a qualquer tempo, dentro do prazo de distribuição pública, e serão integralizadas, na forma estabelecida no item VI - 14, a seguir.

#### V. CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES

- a) Observadas as condições previstas no contrato de colocação, os Coordenadores se comprometem a colocar publicamente as 9.000 (nove mil) debêntures da 1ª (primeira) emissão, sendo que 7.500 (sete mil e quinhentas) debêntures serão colocadas em regime de **GARANTIA FIRME** e 1.500 (mil e quinhentas) debêntures em regime de **MELHORES ESFORÇOS**;
- b) O prazo máximo para colocação de debêntures no mercado de balcão é de 180 dias, contados da data da concessão do registro de emissão pela CVM;
- c) Sem prejuízo do acima disposto, os Coordenadores terão o prazo de 2 (dois) dias úteis, contado a partir da data da segunda publicação do anúncio de início da distribuição para efetuar a colocação das debêntures sob o regime de **GARANTIA FIRME** e de **MELHORES ESFORÇOS**;
- d) Se, ao final do prazo a que se refere a alínea “c” anterior, as debêntures a serem colocadas sob o regime de **GARANTIA FIRME** não tiverem sido totalmente colocadas, os Coordenadores se comprometem a efetuar a subscrição do eventual saldo;
- e) Se, ao final do prazo a que se refere a alínea “c” anterior, as debêntures a serem colocadas sob o regime de **MELHORES ESFORÇOS** não tiverem sido totalmente colocadas, os Coordenadores não se responsabilizarão pela subscrição do eventual saldo, devendo o mesmo ser cancelado pela Emissora;
- f) Poderão participar do lançamento das debêntures objeto da presente emissão na qualidade de subcontratados, mediante adesão aos termos do contrato de colocação, outras instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de capitais.

---

## VI. DAS CONDIÇÕES GERAIS DA EMISSÃO DAS DEBÊNTURES

A emissão de debêntures observará as seguintes características gerais e condições:

1. **NÚMERO DE ORDEM DA EMISSÃO / SÉRIE:** 1ª (primeira) emissão, em série única.
2. **MONTANTE DA EMISSÃO:** O valor total da emissão será R\$ 90.000.000,00 (noventa milhões de reais), na data da emissão.
3. **PROCEDIMENTO DA DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA:** As debêntures serão objeto de distribuição pública com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, através do SDT – Sistema de Distribuição de Títulos, administrado pela ANDIMA - Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto (“ANDIMA”) e operacionalizado pela CETIP - Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos (“CETIP”). Durante a fase de distribuição pública das debêntures será adotado o procedimento diferenciado, referido no artigo 33 da Instrução CVM n.º 13/80, não sendo utilizada na oferta a sistemática de reserva antecipada, inexistindo lotes mínimos ou máximos, sendo atendidos preferencialmente os clientes dos coordenadores que desejarem efetuar investimentos na Emissora.
4. **NEGOCIAÇÃO:** A emissão será registrada para negociação no mercado secundário, através do SND - Sistema Nacional de Debêntures, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP.
5. **DATA DE EMISSÃO:** Para qualquer efeito legal, a data de emissão para todas as debêntures desta emissão (“Data de Emissão”) será 1º de abril de 2.000.
6. **VOLUME TOTAL DA EMISSÃO:** R\$ 90.000.000,00 (noventa milhões de reais), na Data de Emissão.
7. **VALOR NOMINAL UNITÁRIO:** As debêntures terão valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais), na Data da Emissão.
8. **QUANTIDADE DE TÍTULOS:** A emissão será constituída de 9.000 (nove mil) debêntures.
9. **PRAZO E DATA DE VENCIMENTO:** As debêntures terão prazo de 3 (três) anos, com vencimento em 1º de abril de 2.003 para todas as debêntures desta emissão.

- 
10. **FORMA E CONVERTIBILIDADE:** Todas as debêntures desta emissão são nominativas, não endossáveis, sem emissão de certificados, não conversíveis em ações, presumindo-se a propriedade pela inscrição do nome do debenturista no Livro de Registro de Debêntures, servindo, adicionalmente, para os debenturistas, como comprovante de titularidade de debêntures, o Relatório de Posição de Ativos da CETIP, solicitado pela Emissora e emitido por ocasião dos pagamentos das obrigações decorrentes da presente emissão, ou a qualquer momento. A EMISSORA emitirá certificados de debêntures aos debenturistas que assim os desejarem, mediante solicitação, por escrito, encaminhada à sede da EMISSORA. Os certificados de debêntures deverão ser entregues até o prazo máximo de 10 (dez) dias contados a partir da data de solicitação à EMISSORA.
11. **ESPÉCIE:** As debêntures desta emissão serão da espécie com garantia flutuante.
- 11.1. **OBRIGAÇÃO ADICIONAL:** A Emissora concede, desde logo, faculdade ao **AGENTE FIDUCIÁRIO**, em caso de inadimplemento das prestações onerosas decorrentes da Escritura de Emissão, de disponibilizar em favor dos debenturistas até o limite de 50% dos recebimentos mensais que compõem a arrecadação bruta da Emissora, oriundos do fornecimento de energia elétrica, com as limitações reguladas no Anexo I que é parte integrante da Escritura de Emissão.
- 11.2. Caberá à Emissora informar ao **AGENTE FIDUCIÁRIO**, periodicamente, a relação dos bancos comerciais que ficarão incumbidos de promover o recebimento dos créditos provenientes de pagamentos das contas de energia elétrica (“Bancos Arrecadadores”), os quais deverão, por expressa e formal determinação da Emissora, proceder nos termos do item 11.3 e 11.4 a seguir.
- 11.3. Os Bancos Arrecadadores deverão proceder ao depósito do produto decorrente dos pagamentos oriundos do fornecimento de energia elétrica objeto da garantia adicional mencionada no item 11.1 acima na conta-corrente nº 2044-3, (doravante denominada “Conta Centralizadora”), mantida junto ao Banco do Brasil S/A (“Banco Centralizador”), na Agência Alecrim, Prefixo 0716-1, situada na Rua Presidente Bandeira 372, Natal, Estado do Rio Grande do Norte, de titularidade da Emissora.
- 11.4. Na hipótese de eventual inadimplemento da Emissora, as debêntures, ainda, terão poder liberatório, devendo ser aceitas, pela Emissora e pelos Bancos Arrecadadores, em dação, para pagamentos, pelos debenturistas, de contas de energia faturadas pela Emissora, nos termos dos procedimentos operacionais estabelecidos no Anexo II que integra a Escritura de Emissão.
-

- 11.5.** Segue abaixo quadro demonstrando o enquadramento da emissão dentro do limite estabelecido no artigo 60, § 1º, letra ‘b’ da Lei 6.404/76.

Ativo Total	R\$ 505 milhões
Valor da emissão sobre o ativo desonerado	17,79%
Ativo desonerado	505 milhões
(-) Ativos realizável com a anuência da ANEEL	299 milhões
Ativo livre	206 milhões
Valor da debêntures sobre o ativo livre	43,49%
Valor de emissão das debêntures	R\$ 90 milhões
Ativo Desonerado	R\$ 505 milhões
(-) Dívida com Garantia Real	-
(-) Ativos que não podem ser alienados	R\$ 299 milhões
Garantia	R\$ 206 milhões
<b>Limite (70%)</b>	<b>R\$ 145 milhões</b>

- 12. ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA:** As debêntures desta 1ª (primeira) emissão não terão seu valor nominal atualizado monetariamente.

- 13. REMUNERAÇÃO:** Às debêntures desta emissão será conferida Remuneração com base em taxa de juros referenciados na 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, doravante denominada “**Taxa DI**”. A remuneração será de 104,5% (cento e quatro inteiros e cinquenta centésimos por cento) da referida **Taxa DI**, calculada a partir da Data de Emissão, com periodicidade de pagamento semestral, sendo o primeiro pagamento efetuado em 1º de outubro de 2.001, observado o disposto nos itens seguintes:

a) **Período de Vigência da Remuneração** é o período compreendido entre a Data de Emissão até a data de vencimento das debêntures, ou seja, 1º de abril de 2.000 até 1º de abril de 2.003, intervalo de tempo durante o qual permanecerão inalteradas as condições de remuneração definidas nesta Escritura de Emissão;

b) **Período de Capitalização** é o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data do último vencimento da Remuneração, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data de vencimento da Remuneração. Cada “Período de Capitalização” sucede o anterior sem solução de continuidade;

c) **Sub-período de Capitalização** é o intervalo de tempo contido em cada Período de Capitalização, possuindo duração idêntica ao prazo definido para a Taxa DI apurada. Assim: o primeiro sub-período de Capitalização terá início na Data de Emissão das debêntures e término no prazo definido para a Taxa DI apurada; o sub-período de Capitalização seguinte terá início na data de vencimento do sub-período de Capitalização anterior e encerramento no prazo definido para a Taxa DI apurada, e assim sucessivamente até cobrir todo o Período de Capitalização.



d) As Taxas serão calculadas de forma exponencial e cumulativa *pro rata temporis* por dias decorridos, incidentes sobre o saldo do valor nominal não amortizado das debêntures desde a Data da Emissão, ou data de vencimento da remuneração imediatamente anterior, até a data do seu efetivo pagamento;

**13.1.** A Remuneração das debêntures será determinada pela aplicação da seguinte fórmula:

$$JR = VN \times [ (f_1 \times f_2 \times f_3 \times \dots \times f_j) - 1 ], \text{ onde:}$$

JR = valor da Remuneração a ser paga no final de cada Período de Capitalização;

VN = valor nominal unitário da debênture no início de cada Período de Capitalização;

$(f_1 \times f_2 \times f_3 \times \dots \times f_j)$  = fator de variação acumulado no Período de Capitalização da Remuneração, calculado conforme abaixo;

Os termos  $f_1, f_2, f_3, \dots, f_j$  serão obtidos de acordo com a seguinte fórmula:

$$f_j = \{ [ (1 + \frac{\text{Taxa DI}_j}{100})^{d_j/252} - 1 ] \times S \} + 1, \text{ onde:}$$

100

$f_j$  = fator da Taxa DI, referente ao “Sub-período de Capitalização j”;

$\text{Taxa DI}_j$  = Taxa DI, referente ao “Sub-período de Capitalização j”;

$d_j$  = número de dias úteis contidos no “Sub-período de Capitalização j”, idêntico ao prazo definido para a Taxa  $\text{DI}_j$  apurada;

$S = 104,50\%$  (cento e quatro inteiros e cinquenta centésimos por cento) da Taxa DI;

**13.2.** A aplicação da Taxa DI incidirá no menor período permitido pela legislação em vigor, sem necessidade de aditamento à presente Escritura de Emissão.

**13.3.** A Remuneração correspondente aos Períodos de Capitalização será devida e paga semestralmente, sendo os pagamentos efetuados a partir do 18º mês contado da Data de Emissão, inclusive, vencendo-se o primeiro, portanto, no dia 1º de outubro de 2.001 e os demais em 01 de abril de 2.002, 01 de outubro de 2.002 e 1º de abril de 2.003, data de vencimento das debêntures.

**13.4.** No caso de extinção ou impossibilidade legal de aplicação da Taxa DI, conforme definido na presente Escritura de Emissão, será utilizado em sua substituição o parâmetro legal que vier a ser determinado, se houver. Na sua ausência, o **AGENTE FIDUCIÁRIO** deverá convocar Assembléia Geral de Debenturistas para a deliberação, de comum acordo com a Emissora, e no prazo máximo de 30 (trinta) dias, a respeito do novo parâmetro de remuneração das debêntures a ser proposto pela Emissora.

14. **PREÇO DE SUBSCRIÇÃO E INTEGRALIZAÇÃO:** Foi realizado processo de "*book building*" com o objetivo de definir o ágio que incidirá sobre o preço de subscrição das debêntures. O ágio foi fixado em 0,5% (cinco décimos por cento) sobre o valor nominal da debênture, acrescido da remuneração, apurada na forma do item anterior, calculada "*pro-rata temporis*", desde a Data de Emissão até a data do encerramento do processo de "*book building*". O anúncio de início de distribuição das debêntures informou o percentual do ágio efetivamente aplicado sobre o preço de subscrição das debêntures durante a fase de distribuição pública.
- 14.1. O preço de subscrição das debêntures será o seu valor nominal acrescido da remuneração calculada "*pro-rata temporis*", apurada desde a Data de Emissão até a data da efetiva subscrição e integralização, acrescido do ágio definido em processo de "*book building*".
- 14.2. A integralização das debêntures será à vista, em moeda corrente nacional, no ato da subscrição.
15. **AMORTIZAÇÃO PROGRAMADA:** O valor nominal da debênture será amortizado em 4 (quatro) parcelas semestrais e consecutivas de R\$ 2.500,00 (dois mil e quinhentos reais), a partir de 01 de outubro de 2.001, inclusive, ocorrendo a última amortização em 01 de abril de 2.003, data de vencimento das debêntures.

DATAS	VALOR DA AMORTIZAÇÃO
01 de outubro de 2.001	R\$ 2.500,00
01 de abril de 2.002	R\$ 2.500,00
01 de outubro de 2.002	R\$ 2.500,00
01 de abril 2.003	R\$ 2.500,00

16. **AQUISIÇÃO FACULTATIVA:** A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir debêntures da 1ª (primeira) emissão em circulação, por preço não superior ao seu saldo devedor, observado o disposto no artigo 55 da Lei n.º 6.404/76. Nesta hipótese, as debêntures adquiridas pela Emissora poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora, ou ser novamente colocadas no mercado.
17. **RESGATE ANTECIPADO FACULTATIVO:** A Emissora reserva-se o direito de, após decorridos 90 (noventa) dias contados da data de subscrição, promover o resgate antecipado das debêntures objeto desta emissão, de forma total ou parcial, neste caso mediante sorteio coordenado pelo **AGENTE FIDUCIÁRIO**, com pagamento do saldo devedor a que fizerem jus. Na hipótese de resgate parcial, a empresa deverá comunicar aos debenturistas sorteados a decisão do resgate, os quais solicitarão à CETIP a retirada das debêntures do SND – Sistema Nacional de Debêntures. Os resgates antecipados deverão observar intervalos de, no mínimo, 90 (noventa) dias do resgate anterior. A decisão do resgate deverá ser tomada pelo Conselho de Administração da Emissora e comunicada aos debenturistas mediante aviso específico com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis da data do resgate. As debêntures que vierem a ser resgatadas serão obrigatoriamente canceladas.

- 
18. **VENCIMENTO ANTECIPADO: O AGENTE FIDUCIÁRIO** poderá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações das debêntures objeto desta emissão e exigir o imediato pagamento pela Emissora do valor nominal da debênture, acrescido da Remuneração calculada “*pro-rata temporis*”, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento de Remuneração, prevalecendo a que ocorrer por último, até a data do seu efetivo pagamento, sendo essa declaração de vencimento antecipado efetivada por notificação extrajudicial à Emissora, através de Cartório de Títulos e Documentos, na ocorrência dos seguintes eventos:
- a) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora ou suas subsidiárias em valor superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), e que não sejam sanados no prazo de 30 (trinta) dias contados de aviso escrito que lhe for enviado pelo **AGENTE FIDUCIÁRIO**;
  - b) pedido de concordata preventiva ou falência formulado pela Emissora;
  - c) liquidação ou decretação de falência da Emissora;
  - d) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias, contados a partir do aviso escrito que lhe for enviado pelo **AGENTE FIDUCIÁRIO**.
  - e) rescisão do contrato de prestação de serviços relativo à centralização da arrecadação dos recebíveis celebrado com o Banco do Brasil firmado em 04/08/1998, e pelos atuais Agentes Arrecadadores, sem prévia anuência do **AGENTE FIDUCIÁRIO**. Caso essa rescisão se der por solicitação do banco contratado caberá à Emissora, mediante aprovação do **AGENTE FIDUCIÁRIO** promover sua imediata substituição; e,
  - f) vencimento antecipado de qualquer dívida da Emissora em razão de inadimplência contratual cujo montante possa, de qualquer forma, vir a prejudicar o cumprimento das obrigações da Emissora previstas na Escritura de Emissão.
19. **PRORROGAÇÃO DOS PRAZOS:** Considerar-se-ão prorrogados os prazos referentes ao pagamento de qualquer obrigação até o primeiro dia útil subsequente, se o vencimento coincidir com dia em que não houver expediente comercial ou bancário, no local da sede da Emissora, sem nenhum acréscimo aos valores a serem pagos.
20. **ENCARGOS MORATÓRIOS:** Ocorrendo impontualidade no pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos debenturistas, os débitos em atraso, vencidos e não pagos pela Emissora, ficarão sujeitos a juros de mora de 1,0% (um por cento) ao mês, acrescido de multa convencional, irredutível e não compensatória de 10% (dez por cento) sobre o montante devido, além da remuneração que continuará a incidir sobre o débito em atraso, tal como estabelecidos na Escritura de Emissão, calculados desde a data de inadimplência até a data do efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial.
-

- 
21. **DECADÊNCIA DOS DIREITOS AOS ACRÉSCIMOS:** Sem prejuízo do disposto no item anterior, o não comparecimento de debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias nas datas previstas na Escritura de Emissão, ou em comunicado publicado pela Emissora, não lhe dará o direito ao recebimento de rendimentos no período relativo ao atraso no recebimento, assegurados, todavia, os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.
22. **LOCAL DE PAGAMENTOS:** Os pagamentos referentes à quaisquer eventos pecuniários a que fazem jus às debêntures desta emissão serão efetuados utilizando-se os procedimentos adotados pela CETIP, ou na sede social da Emissora, na hipótese do debenturista não estar vinculado a este sistema, ou ainda, em instituição financeira contratada para tal fim.
23. **PUBLICAÇÃO NA IMPRENSA:** Todos os atos e decisões decorrentes desta emissão que, de qualquer forma, envolvam os interesses dos debenturistas, deverão ser obrigatoriamente publicados, na forma de avisos, no jornal “Gazeta Mercantil - Edição Nacional”, sempre com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis, devendo a Emissora avisar, tempestivamente, o **AGENTE FIDUCIÁRIO** da realização de qualquer publicação.
24. **NOTIFICAÇÕES:** As correspondências efetuadas por qualquer das partes nos termos da Escritura de Emissão, deverão observar os seguintes endereços:
- Para a Emissora:  
COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN  
Rua Mermoz, 150, Natal, Estado do Rio Grande do Norte  
Att: Sr. Emmanuel Sampaio Lôpo (Diretor Financeiro e de Relações com o Mercado)  
Tel: (84) 215-6104  
Fax: (84) 215 6482  
E-mail: elopo@cosern.com.br
- Para o **AGENTE FIDUCIÁRIO:**  
PAVARINI DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.  
Rua Sete de Setembro, 99 - 16º andar, Rio de Janeiro - RJ  
Att: Sr. Carlos Alberto Bacha / Sra. Roberta Vieira Coelho  
Tel: (21) 507-1949  
Fax: (21) 507-1773  
E-mail: pavarini@pavarini.com.br

As comunicações serão consideradas entregues quando recebidas sob protocolo ou com “aviso de recebimento” expedido por empresa de correio sob protocolo ou por telegrama nos endereços acima. Os originais dos documentos enviados por fac-símile deverão ser encaminhados para os endereços acima em até 2 (dois) dias úteis após o envio da mensagem.

25. **DELEGAÇÃO:** A presente emissão foi deliberada pela Assembléia Geral Extraordinária (AGE) de acionistas da Emissora realizada em 3 de março de 2.000. Na oportunidade, foi delegado ao Conselho de Administração da Emissora poderes para, independentemente de convocação e deliberação da Assembléia Geral Extraordinária:

- a) deliberar sobre as matérias prescritas nos incisos VI a VIII do artigo 59 da Lei n.º 6.404/76;
- b) cancelar as debêntures da 1ª (primeira) emissão que não vierem a ser subscritas durante o prazo de distribuição; e
- c) cancelar as debêntures da 1ª (primeira) emissão que estejam em tesouraria da Emissora.

## **VII. ATENDIMENTO AOS DEBENTURISTAS**

Todos os pagamentos aos debenturistas serão efetuados utilizando-se os procedimentos adotados pela CETIP - Central de Custódia e Liquidação Financeira de Títulos - ou, na hipótese do debenturista não estar vinculado àquele sistema, no Departamento de Acionistas da empresa emissora situado à Rua Mermoz, 150, Natal, Estado do Rio Grande do Norte.

### BANCO MANDATÁRIO:

NOME: **BANCO DO BRASIL S.A.**

ENDEREÇO: Setor Bancário Sul, Quadra 04, Bloco C, Lote 32 - Brasília - DF.

## **VIII. DESTINAÇÃO DOS RECURSOS**

Os recursos captados com a colocação da presente emissão de debêntures destinar-se-ão à reestruturação financeira da companhia com a quitação de dívidas de curto prazo, consistente, principalmente, no pagamento de notas promissórias no valor de R\$ 60.000.000,00 (sessenta milhões de reais), emitidas através de subscrição pública, e vencíveis em 12 de abril de 2.000, objetivando, dessa forma, o alongamento do perfil do passivo. O restante dos recursos captados com a emissão das debêntures serão aplicados em investimentos, estimados em R\$ 43.600.000,00 (quarenta e três milhões e seiscentos mil reais) para o presente exercício, consistentes em programas de expansão da rede de transmissão e distribuição e na instalação de novos sistemas operacionais.

Os investimentos a serem realizados terão impactos na melhoria da qualidade dos serviços de fornecimento de energia elétrica ao consumidor que serão sentidos com a redução dos índices DEC e FEC e com a melhoria da rentabilidade da Companhia através da redução de perdas e aumento da receita decorrente da expansão da rede e do aumento do número de consumidores.

O impacto dos investimentos a serem realizados serão: (i) alongamento do perfil da dívida da Emissora que liquidará R\$60.000.000,00 do seu passivo circulante e elevará o seu exigível à longo prazo em pelo menos R\$75.000.000,00, que é o valor das debêntures colocadas sob o regime de garantia firme; (ii) aumento da despesa financeira anual em R\$2.250.000,00; e (iii) uma despesa referente ao custo da distribuição em 2000 no valor de R\$472.000,00. Segue abaixo o quadro das origens e aplicações dos recursos referentes aos investimentos da Emissora no ano 2000.

<b>Investimentos – 2.000</b>						
<b>Origem dos Recursos (em mil R\$)</b>						
<b>Itens</b>	<b>Ger. Caixa</b>	<b>Financ. Asseg. Eletrobrás</b>	<b>Financ. Obter Debênture</b>	<b>Rec. Próprios Disponíveis</b>	<b>Contribuição Consumidor/ Governo do Estado</b>	<b>TOTAL Geral</b>
Programa de Transmissão	5.425,3	1.289,0	9.014,0	1.747,6	0	17.476,0
Expansão da Transmissão	4.520,7	890,0	8.355,3	1.529,6	0	15.295,5
Linhas de Transmissão						
(Constr. e Reforma)	1.917,0	0	5.275,8	799,2	0	7.992,0
Subestações (ampliação, construção e reforma)	2.603,7	890,0	3.079,5	730,4	0	7.303,5
Melhoramento e Renovação das Subestações	783,0	0	0	87,0	0	870,0
Melhoramento em Linhas	456,7	0	0	50,7	0	507,4
Sistema de Automação e Controle	(314,5)	251,0	275,0	23,5	0	235,0
Sistemas de Telecomunicações	(20,6)	148,0	383,7	56,8	0	568,0
Programa de Distribuição	2.778,5	2.738,0	10.083,1	2.016,6	2.550,0	20.166,1
Expansão da Distribuição	620,0	0	775,0	155,0	0	1.550,0
Distribuição em média e baixa tensão	1.584,0	2.738,0	8.027,5	1.655,5	2.550,0	16.555,0
Medidores	574,5	0	1.280,6	206,1	0	2.061,1
Instalações Gerais	3.300,0	0	2.068,7	596,5	0	5.985,2
Sistema de Informática	2.980,0	0	1.668,7	516,5	0	5.965,2
Ferramentas	80,0	0	100,0	20,0	0	200,0
Veículos	40,0	0	50,0	10,0	0	100,0
Patrimônio	200,0	0	250,0	50,0	0	500,0
<b>Total</b>	<b>11.503,7</b>	<b>4.027,0</b>	<b>21.165,8</b>	<b>4.360,7</b>	<b>2.550,0</b>	<b>43.607,3</b>

## **IX. RELACIONAMENTO DA EMPRESA EMISSORA COM OS COORDENADORES DA DISTRIBUIÇÃO**

O BB BANCO DE INVESTIMENTO S.A., um dos **COORDENADORES** da emissão, possui participação (direta e indireta) de 9,157% na Guarani S/A, a qual detém o controle indireto da Emissora. Além disso, a Emissora possui relacionamento unicamente de natureza comercial com o BANCO do BRASIL S/A, acionista controlador do BB BANCO DE INVESTIMENTO S.A, tais como arrecadação, folha de pagamento e conta garantida.

Os demais **COORDENADORES**, BANCO CITIBANK S.A. e BANCO BILBAO VISCAYA BRASIL S.A. não possuem qualquer relacionamento com a Emissora, existindo tão somente a relação que decorre do contrato firmado para distribuição pública das debêntures desta 1ª (primeira) emissão.

## **X. CONTRATO DE GARANTIA DE LIQUIDEZ**

Não há e nem será constituído fundo de sustentação para as debêntures objeto da presente emissão.

## **XI. INSTITUIÇÕES COORDENADORAS**

NOME: **BB BANCO DE INVESTIMENTO S.A.**

ENDEREÇO: Setor Bancário Sul, Quadra 01, Bloco C, 5º andar - Brasília - DF.

NOME: **BANCO CITIBANK S.A.**

ENDEREÇO: Av. Paulista, 1.111 – 12º andar, São Paulo, Estado de São Paulo

NOME: **BANCO BILBAO VIZCAYA BRASIL S.A.**

ENDEREÇO: Av. Antônio Carlos Magalhães, 2.728, Salvador, Estado da Bahia

## **XII. AGENTE FIDUCIÁRIO**

NOME: **PAVARINI DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.**

ENDEREÇO: Rua Sete de Setembro, 99 - 16º andar, Rio de Janeiro - RJ.

## **XIII. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES**

Quaisquer informações complementares sobre a companhia e a distribuição em questão, poderão ser obtidas junto ao **COORDENADOR** da operação, ou na Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

---

## 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 que estão descritas neste prospecto antes de tomar uma decisão de investimento nas debêntures.*

### Fatores Relativos ao Setor Elétrico

#### *Política Tarifária*

As tarifas cobradas pela Cosern pelo fornecimento de energia a consumidores cativos (ou seja, aqueles que não tem outra opção de compra de energia elétrica) são determinadas segundo o contrato de concessão firmado entre a Companhia e a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (“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 cota da Reserva Global de Reversão - RGR, pelas cotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, pela taxa de fiscalização da ANEEL, pelos encargos de uso do sistema e pela compra de energia elétrica para revenda, 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, 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, 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. Por outro lado, no que toca às revisões periódicas, não é possível determinar de que modo o Poder Concedente utilizará o Fator X.

Caso o Poder Concedente ou a Cosern avaliem alterações nos custos da Cosern de forma errônea ou retardada, ou caso o Poder Concedente lance mão do Fator X de forma a reduzir as margens da Cosern, os seus resultados poderão ser afetados negativamente.

### *Livre Negociação de Energia*

A Cosern possui contrato de fornecimento de energia com a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (“CHESF”) que lhe assegura montantes de energia e demanda de potência contratados até 2005 (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Fornecedores”). Estes montantes foram contratados segundo determinações do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, do Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI e do Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON e os respectivos preços 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 pelos contratos iniciais, serão reduzidos em 25% por ano, até que em 2006 a Cosern poderá contratar livremente toda a sua necessidade de energia (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico – O Mercado Atacadista de Energia”).

Não é possível determinar se a Cosern poderá comprar energia e demanda de potência por preços equivalentes àqueles que hoje são homologados pela ANEEL. Isto dependerá, entre outros fatores, das condições de oferta e demanda de energia vigentes à época e da capacidade da Cosern e das empresas à ela ligadas de negociar condições favoráveis junto a fornecedores, como a CHESF. Por outro lado, através de suas Resoluções nºs 266, de 13 de agosto de 1998, e 233, de 29 de julho de 1999, a ANEEL limitou o repasse dos custos com a compra de energia elétrica sob condições livremente negociadas às tarifas de fornecimento a consumidores cativos. Através destas resoluções, a ANEEL fixou fórmulas que implicam um repasse inferior ao custo de aquisição efetivo sempre que (a) o preço da energia adquirida em contratos bilaterais for superior a 1,05 vezes a um determinado valor normativo fixado pela ANEEL, (b) o preço da energia adquirida no mercado de curto prazo do MAE for superior ao mesmo valor normativo ou (c) as compras da concessionária no mercado de curto prazo superarem 15% do total. Na data de publicação da Resolução nº 233/99, o valor normativo aplicável às compras de energia e de demanda de potência da Cosern sob condições livremente negociadas era igual a R\$57,20/MW, valor esse sujeito a atualização.

Assim, se os preços encontrados pela Cosern no mercado livre de energia e demanda de potência forem superiores aos obtidos por concorrentes, ou ao valor normativo então vigente, a Cosern poderá vir a sofrer perdas em sua base de consumidores livres ou ser obrigada a suportar parte do ônus financeiro com a aquisição de energia e de demanda de potência, o que poderia exercer um impacto negativo sobre seus resultados.

### *Autoprodução de Energia Elétrica*

Entre os diversos setores nos quais se segmenta a indústria brasileira, os que mais se destacam no consumo de energia elétrica do País são alumínio, siderurgia, papel e celulose, ferroligas, soda-cloro, cimento e petroquímica. Juntos, estes setores respondem por aproximadamente 47% de toda a energia demandada pela indústria e por mais de 20% do consumo faturado no Brasil.

Atualmente, cerca de 20% das necessidades de energia elétrica desses setores são atendidas através da autoprodução. As mudanças estruturais em curso no setor elétrico poderão configurar um quadro de estímulo ao aumento dessa autoprodução. Neste sentido, um grande número de projetos já tem despertado o interesse de indústrias que estão se envolvendo em empreendimentos de geração própria de energia elétrica no País mediante parceria com outros grandes consumidores ou mesmo com concessionárias de distribuição, ou ainda desenvolvendo o empreendimento isoladamente.

Os maiores clientes da Cosern são grandes indústrias ou companhias que, dado o seu nível de consumo, poderiam interessar-se em investir na autoprodução. Caso estes consumidores optem por suprir a totalidade ou parte de suas necessidades através da autoprodução de energia elétrica, a demanda pelo fornecimento da Cosern poderia diminuir, afetando negativamente seus resultados (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Consumidores”).

## **Fatores Relativos à Cosern**

### *Consumidores Livres e Concentração de Receita*

Atualmente, os consumidores atendidos pela Cosern em tensão igual ou superior a 69 kV que tenham carga igual ou maior que 10 MW ("Consumidores Livres"), podem optar por adquirir energia de qualquer outro concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado. Da mesma forma, novos consumidores que se instalarem na área de concessão da Cosern e cuja carga seja igual ou maior que 3 MW, atendidos em qualquer tensão, poderão escolher livremente seu fornecedor. A partir de julho de 2000, os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV com carga igual ou maior que 3 MW gozarão da mesma opção que hoje assiste àqueles com carga igual ou maior que 10 MW. A partir de 2003, esse direito poderá ser estendido a outros consumidores com tensão e/ou carga mais baixa, a critério da ANEEL.

Atualmente, a Cosern possui dois Consumidores Livres, e outros três que se tornarão livres em julho de 2000. Esses dois grupos de consumidores corresponderam, respectivamente, a R\$18.791.849,00 e R\$9.810.231,00 da receita líquida da Cosern no exercício encerrado em 31 de dezembro em 1999, correspondendo à 6,95% e 3,63% da receita líquida, respectivamente (veja o capítulo “Negócios da Cosern – Consumidores - Consumidores Livres”).

Assim, além do risco potencial de perda de mercado em função da migração de Consumidores Livres que representam uma parcela significativa da receita da Cosern, resulta da legislação vigente que a Cosern não pode repassar os custos adicionais associados à eventual redução da sua escala de distribuição aos consumidores cativos remanescentes. Em ambos os casos, os resultados da Cosern poderiam ser afetados negativamente.

#### *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 1999, estes consumidores somavam R\$ 32,6 milhões em contas pendentes de liquidação. Por outro lado, a sua participação da receita da Cosern representou 14,57% do total, no mesmo período (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 da 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 e, numa situação grave, perder a concessão.

### **Fatores Relativos à Emissão das Debêntures**

#### *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.

#### *Súmula 176 do Superior Tribunal de Justiça*

O Superior Tribunal de Justiça editou a Súmula 176 declarando ser “*nula a cláusula contratual que sujeita o devedor à taxa de juros divulgada pela ANBID/CETIP*”. De acordo com os acórdãos que sustentam a súmula, tanto a ANBID quanto a CETIP são instituições de direito privado, destinadas à defesa dos interesses de instituições financeiras. Portanto, esta cláusula é considerada potestativa em favor dos credores qualificados como instituições financeiras.

As debêntures emitidas pela Cosern serão remuneradas pela taxa paga aos Depósitos Interbancários – DI, divulgada diariamente pela CETIP. Assim, numa eventual execução judicial das debêntures, o tribunal poderá estender o entendimento fixado pela Súmula 176 e considerar que a taxa DI não é válida para indexar a remuneração da debênture. Neste caso, o índice que vier a ser estipulado pelo judiciário poderá conceder aos debenturistas uma remuneração inferior a da taxa DI prejudicando a rentabilidade da debênture.

#### *Garantia Adicional*

O Anexo I da Escritura de Emissão (“Instrumento Particular de Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento das Obrigações Assumidas na Escritura de Emissão”) dispõe, de forma geral, que caso a Cosern deixe de efetuar qualquer pagamento relativo às debêntures, os recursos depositados em conta corrente bancária da Cosern tornar-se-ão indisponíveis e serão utilizados para pagamento das debêntures. Essa garantia oferecida pela Cosern não constitui um direito real, mas de natureza pessoal, i.e., obrigações contratuais da Cosern perante as partes do contrato.

Caso a Cosern não cumpra com a obrigações ali dispostas, os debenturistas poderão se valer de ação de obrigação de fazer com pedido de tutela específica, conforme disposto no artigo 461 do Código de Processo Civil. O § 3º deste artigo prevê que sendo relevante o fundamento da demanda e havendo justificado receio de ineficácia do provimento final, o juiz poderá conceder a tutela liminarmente. Essa medida liminar, depois de concedida, pode ser revogada a qualquer tempo, desde que a decisão seja fundamentada. Assim, se o juiz não conceder a medida liminar ou revogar a medida concedida, a satisfação do crédito dos debenturistas poderá ser dificultada.

### *Não Colocação da Totalidade das Debêntures*

A colocação das debêntures foi contratada R\$ 75 milhões sob regime de garantia firme, i.e., caso os Coordenadores não coloquem essas debêntures até o final do prazo de colocação, estarão obrigados a subscrever o saldo existente. De acordo com o contrato de colocação, a Cosern pode unilateralmente decidir não colocar as debêntures contratadas sob regime de garantia firme, devendo neste caso pagar uma remuneração anual sob o valor das debêntures não colocadas. Uma das fontes de recursos para o programa investimentos da Emissora vem da colocação dessas debêntures. Assim, caso a Cosern decida não colocar todas as debêntures contratadas sob regime de garantia firme, a Emissora deverá buscar outras fontes de recursos que poderão ter condições menos favoráveis do que as debêntures, afetando negativamente seu resultado.

### *Não Adesão do Agentes Arrecadadores*

Nos termos do Anexo I da Escritura de Emissão ("Instrumento Particular de Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento das Obrigações Assumidas na Escritura de Emissão"), em caso de inadimplência da Cosern, parte dos valores recebidos na sua conta corrente da Cosern poderá ser retido para pagamento das debêntures. Para tanto, os agentes arrecadadores deverão aderir, por meio de carta, ao contrato de modo a viabilizar essa estrutura. Caso os agentes não venham a aderir ao contrato, parte dos recursos poderão não ser bloqueados e assim não haver recursos suficientes para o pagamento das debêntures.

---

## ATIVIDADES DA 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 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, 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.

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, Guaraniana S.A. e UPTICK Participações pelo valor de R\$ 676,4 milhões.

### *Reestruturação Societária*

A Cosern iniciou um processo de reestruturação societária cujo teor foi divulgado em “Fato Relevante” publicado dia 22 de novembro de 1999, no jornal “Tribuna do Norte” e Gazeta Mercantil – Edição Nacional. A reestruturação consiste de duas etapas. Primeiro uma oferta pública de aquisição de ações ordinárias e preferenciais de emissão da Cosern e posterior incorporação da IBIDEM S.A. (“IBIDEM”) pela Cosern.

A primeira operação será uma oferta pública de aquisição de ações nos termos da Instrução nº 299, de 9 de fevereiro de 1999, da CVM, onde um ou mais acionistas controladores da Cosern adquirirão até a totalidade das ações de sua emissão em circulação mercado, ao preço de R\$3,90 por cada ação ordinária ou preferencial da Cosern. O pagamento será feito à vista, em dinheiro, por ocasião da liquidação financeira do leilão. Os acionistas controladores da Cosern encaminharam o edital de oferta para aprovação da CVM no mês de novembro de 1999 onde está atualmente em fase de análise.

Após a liquidação financeira da oferta pública, a IBIDEM (uma sociedade constituída com este propósito específico) aumentará o seu capital e o acionistas da Cosern subscreverão as novas ações integralizando com o ágio pago na privatização da Cosern. Ato contínuo, a Cosern incorporará a IBIDEM recebendo então no seu ativo o ágio integralizado. Desse processo, a Cosern auferirá benefícios de natureza fiscal, na medida em que poderá deduzir o ágio amortizado de seu resultado tributável, à razão de até 20% ao ano, nos termos do artigo 7º da Lei nº 9.532/97 e da Instrução CVM 285/98, com a consequente redução nos seus resultados no curto prazo, mas com aumento do seu fluxo de caixa.

A incorporação será submetida à ANEEL e não haverá nenhuma alteração do controle acionário da Cosern, bem como serão mantidos todos os compromissos assumidos no Contrato de Concessão (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Contratos Relevantes – Contrato de Concessão”).

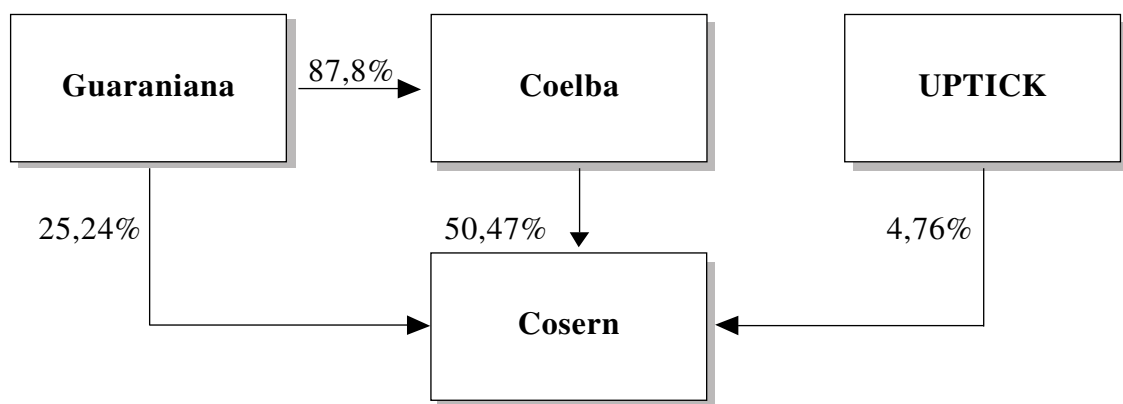
### **Acionistas Controladores**

A Cosern, como acima mencionado, é controlada diretamente por três empresas: Guaraniana S.A. (“Guaraniana”), Coelba – Companhia de Eletricidade da Bahia (“Coelba”) e UPTICK Participações S.A (“UPTICK”), que possuem, respectivamente, 25,24%, 50,47% e 4,76% do capital social da Cosern. A Coelba, por sua vez, é controlada pela Guaraniana, que possui 87,84% do seu capital social. Segue abaixo uma descrição sumária de cada acionista que integra o grupo de controle da Cosern.

- i) 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.

- ii) Coelba é a concessionária de distribuição de energia elétrica no Estado da Bahia. É sociedade anônima de capital aberto, cujo objeto social 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.
- iii) UPTICK é uma Companhia de capital aberto, cujos acionistas são fundos de pensão das regiões Norte/Nordeste: FACHESF, CELPOS, FAELCE, FASERN, FUNCASAL e Fundação BANORTE.





---

## Administração

A Cosern é administrada por um Conselho de Administração e uma Diretoria.

O Conselho de Administração é atualmente composto de 11 membros, cujo mandato de 2 anos teve início em dezembro de 1999. 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. De acordo com o estatuto social da Cosern, a remuneração global dos administradores é fixada pela Assembléia Geral que, em 1999 e 1998, a fixou em até R\$ 2.000.000,00 e R\$ 1.300.000,00, respectivamente.

A Diretoria é responsável pela execução das decisões do Conselho de Administração e pela gerência do dia-a-dia da Companhia. São eleitos pelo Conselho de Administração, sendo composta por 7 diretores com mandato desde dezembro de 1999, devendo permanecer no cargo até dezembro de 2001. Seus membros têm as seguintes designações: Diretor-Presidente, Diretor de Desenvolvimento Corporativo; Diretor de Economia, Finanças e Relações com o Mercado; Diretor de Recursos Humanos; Diretor Comercial; Diretor de Gestão de Ativos e Diretor de Coordenação Territorial.

### *Conselho de Administração*

#### ESTEBAN SERRA MONT

Doutorado em Ciências Econômicas pela Universidade de Barcelona e Formado em Administração de Empresas pela Universidade de Navarra. Ex-Diretor de Distribuição e Comércio da Hidroelétrica da Catalunia S.A., atual Diretor de Gestões Internacionais da Iberdrola Energia S.A. e Delegado da Iberdrola S.A. para a Iberoamérica. No Brasil, é Presidente dos Conselhos de Administração das empresas: COSERN, Tele Leste, Telebahia e Telergipe e membro dos Conselhos de Administração das empresas: Guaraniana, Coelba (setor elétrico), TBS e SP Telecomunicações (setor de telecomunicações). É ainda, membro do Conselho de Administração de diversas empresas investidoras e operadoras do Setor Elétrico no Chile, Colômbia e Guatemala.

#### JOSÉ REINALDO MAGALHÃES

Licenciado em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Minas Gerais. Foi Gerente da Divisão de Correspondent Banking do Banco do Brasil e atualmente é Gerente de Programação Orçamentária da PREVI.

**GERMAN PARGA FERNANDEZ**

Engenheiro de Estradas, Canais e Portos, formado pela Escola de Madrid. Foi Diretor de Recursos Humanos e Comunicação, Diretor da Região Norte de Distribuição e Clientes e atualmente ocupa o cargo de Adjunto do Diretor da Área de Distribuição e Clientes da IBERDROLA.

**EUSTÁQUIO WAGNER GUIMARAES GOMES**

Administrador de Empresas, formado pela Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais. Foi chefe de Gabinete da Gerência do Banco do Brasil em Belo Horizonte – MG, Assessor da Diretoria Rural e atualmente ocupa o cargo de Superintendente estadual – Minas Gerais – do Banco do Brasil.

**ANDRÉ PARTRINA PRAT**

Engenheiro de Minas formado pela Universidade Politécnica de Madri e Mestre em Administração de Empresas pela Universidade de Navarra. Trabalhou na indústria petroleira na Europa e Sudamérica, antes de incorporar-se ao setor elétrico através da Iberdrola Energia. Ex-Diretor de Projetos na área de Desenvolvimento de Negócios Internacionais, ocupa atualmente a Direção Geral da Iberdrola Energia do Brasil. É Vice-Presidente do Conselho de Administração da CELPE e membro dos Conselhos de Administração da Cosern e Itapebi. Sendo ainda, Diretor da Guaraniana (setor elétrico) e membro dos Conselhos de Administração da Celular CRT, Telebahia e Telergipe (setor de telecomunicações).

**JOÃO OTÁVIO DE NORONHA**

Advogado, formado pela Faculdade de Direito do Sul de Minas Gerais. Consultor jurídico do Banco de Brasil, em Brasília, desde abril de 1994.

**ALEXANDER DIÓGENES FERREIRA GOMES**

Economista, diretor-presidente de grupo financeiro composto pelas seguintes empresas: ACCTUR Câmbio Turismo Ltda, Efficient Factoring Fomento Mercantil Ltda, ACCARD Administradora de cartões e Serviços Ltda, Lock Segurança e Transportes de Valores Ltda, Serviced Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários Ltda, Locktec Tecnologia e Segurança Integrada Ltda. Vice-Presidente da ANNEC – Associação Nacional das Empresas Credenciadas em Câmbio, membro efetivo do Conselho de Administração da BVRG – Bolsa de Valores Regional CE, PI, MA, RN, AM e PA.

**JOSÉ ALTINO BEZERRA**

Engenheiro Eletricista, formado pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, atual presidente da Fundação CHESF de Assistência e Seguridade Social - FACHESF, secretário do Conselho Deliberativo da ABRAPP e membro do Conselho Fiscal da AMERICEL.

**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.

**ROOSEVELT RUI DOS SANTOS**

Bacharel em Ciências Econômicas pela Faculdade de Economia e Finanças do Rio de Janeiro, MBA – Executivo, COOPEAD/RJ. Foi Auxiliar de Supervisão da ORDEX, ORPEX, Mesa de Câmbio do Banco do Brasil, além de atuar ainda na CACEX, GEROF, SEDAB - Seção de Ações do Banco do Brasil e CREAM - Carteira Agrícola.

**HELAINÉ ANNITA TISSIANI**

Administradora de Empresa, Especialista em Finanças pela FGV, MBA – Especialização em Finanças – USP, atualmente Superintendente Executiva da Unidade de Finanças/DF do Banco do Brasil. Participou de grupo de trabalho constituído pelo Ministro da Casa Civil e da Reforma Agrária para estruturação do Banco da Terra.

*Diretoria*

**ANTÔNIO ESPINOSA DE LOS MONTEROS**

Engenheiro Superior de Minas, formado pela Escola Técnica Superior de Engenheiros de Minas, Universidade de Madri. Desde 1987, vem atuando nas empresas do Grupo IBERDROLA, na área de distribuição de energia elétrica. Foi Vice-Presidente da Câmara de Comércio, Indústria e Navegação de Cartagena na Espanha, durante o período de 1991 a 1995. Nos anos de 1996 e 1997, foi Diretor de Coordenação e Apoio na reestruturação da Empresa de Distribuição Electropaz e Diretor Geral das Empresas de Serviços CADE e EDESER do Grupo Iberdrola na Bolívia. Atualmente exerce o cargo de Diretor Presidente da COSERN.

---

**TEREZA MARIA DANTAS VILAR**

Engenheira Eletricista, formada pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, pós- graduada em Controle de Máquinas Elétricas na Escola Politécnica da Universidade Federal da Paraíba – UFPB e Sistemas de Potência na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP. Funcionária de carreira da Coelba, gerenciou o Departamento de Planejamento e Desenvolvimento do Sistema Elétrico, órgão responsável pelos estudos, planejamento da expansão da geração, transmissão e distribuição do sistema elétrico e análise de novos negócios. Exerceu ainda a gerência da Divisão de Planejamento da Região Metropolitana de Salvador e Nordeste do Estado da Bahia e atualmente exerce o cargo de Diretora de Gestão de Ativos da Cosern.

**PEDRO MARIA NEBREDÁ PEREZ**

Engenheiro Industrial pela Escuela de Ingenieros Industriales de Bilbao e Titulado em Direção de Empresas pela Universidad Comercial de Deusto, Bilbao. Desde 1984, vem atuando nas empresas do grupo IBERDROLA, nas áreas Comercial, de Distribuição e de Recursos Humanos . Atualmente ocupa o cargo de Diretor Comercial da Cosern.

**JOSÉ LANUZA ORDUNA**

Licenciado em Filosofia e Letras, ex-professor da Universidad de Barcelona, Diretor de Recursos Humanos, com mais de trinta anos de experiência na elaboração e direção de projetos e trabalhos relativos a organização, direção e gestão de recursos humanos. Atualmente ocupa o cargo de Diretor de Recursos Humanos e Serviços Gerais da Cosern.

**JOSÉ CORDEIRO DE ALMEIDA NETO**

Formado em Geologia pela Universidade Federal da Bahia - UFBA, pós graduado em Finanças Empresariais - FGV, Analista de Processamento de Dados. Gerenciou o departamento responsável pela implantação do Sistema de Gestão Empresarial - SAP R/3 na COELBA, coordenou a escolha do software (SAP R/3) e a contratação da consultoria para auxiliar na condução do projeto. Foi Diretor Financeiro e Comercial da EMBASA - Empresa Baiana de Águas e Saneamento, Diretor Presidente da PRODASAL - Companhia de Processamento de Dados de Salvador, Gerenciou o Departamento de Informática da COELBA, Professor Auxiliar do Departamento de Ciências da Computação da UFBA, exercendo atualmente o cargo de Diretor de Desenvolvimento Corporativo da COSERN.

## EMMANUEL SAMPAIO LÔPO

Bacharel em Ciências Econômicas, formado pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, com Mestrado em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós Graduação e Pesquisa da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPEAD. Funcionário de carreira do Banco do Brasil, trabalhou no Centro de Processamento de Serviços e Comunicações em Salvador e Natal, nas áreas de câmbio e comércio exterior. Foi Coordenador na Divisão de Negócios Internacionais da Unidade Estratégica de Negócios Mercado de Capitais e Investimentos, sediada no Rio de Janeiro . Exerce atualmente o cargo de Diretor de Economia, Finanças e de Relações com o Mercado na Cosern.

## ROBERTO MANOEL GUEDES ALCOFORADO

Engenheiro Eletricista, formado pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e mestre pelo Instituto Tecnológico da Aeronáutica – ITA. Como engenheiro da CHESF atuou nas áreas de Planejamento do Sistema de Transmissão e Geração e também na área econômico-financeira da empresa, ocupando vários cargos de gerência e assessoria. Atualmente, exerce o cargo de Diretor de Coordenação Territorial na Cosern.

## Negócios 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; (ii) prestar serviços técnicos de sua especialidade; e (iii) organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas.

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 ocorrerá a cada cinco anos, todos esses prazos contados a partir de 22 de abril de 1997 (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Contratos Relevantes – Contrato de Concessão”).

### *Estratégia*

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: (i) melhorar a qualidade dos serviços; (ii) melhorar a eficiência operacional, reduzindo custos e aumentando as margens operacionais e lucros; (iii) melhorar a infra-estrutura; e (iv) reduzir inadimplência.

- Qualidade dos serviços: a Companhia enfrentava dificuldades no atendimento ao consumidor. As principais medidas tomadas pela Cosern visando à melhoria nos serviços de distribuição de energia elétrica foram: (i) reestruturação dos postos de atendimento; (ii) renovação da frota de veículos e ferramentas; (iii) implantação de central de atendimento ao consumidor em funcionamento 24 horas por dia; (iv) operacionalização da rede e do atendimento centralizado através do Centro de Operações e Informação – COI; (v) automação da rede e melhoria do sistemas de comunicação; e (vi) plano de investimentos e plano de manutenção corretiva do sistema.
- Eficiência operacional: a Companhia acredita que a redução dos custos em função da melhora da eficiência na execução dos serviços resultará na ampliação de sua margem operacional, lucro e satisfação de seus clientes. Assim, a Cosern tem investido (i) nos sistemas de telecomunicação, automação e controle do sistema elétrico; (ii) em novos sistemas de informação; (iii) na implantação de uma nova política de recursos humanos através da gestão por metas; (iv) na implantação de um novo sistema administrativo e comercial totalmente informatizado; (v) na redução das perdas de energia elétrica; e (vi) na melhora dos índices de performance da rede de transmissão e distribuição.
- Investimentos: a Cosern tem feito investimentos substanciais em projetos de melhoria da infra-estrutura do sistema elétrico, incluindo (i) a construção e reforma de linhas de transmissão em 69 kV; (ii) construção, reforma e automatização do controle de subestações; (iv) implantação do sistema de telecomunicações, abrangendo todo o Estado, possibilitando a comunicação através de voz e dados com todos os escritórios e subestações da Companhia; e (v) instalação de novos medidores. Antes da privatização, o sistema de transmissão da Cosern era deficitário em relação ao sistema de distribuição, o que acarretava problemas no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores. Após a privatização, a rede de transmissão foi ampliada de 36 subestações de 69 kV e 13,8 kV para 41 subestações em todo o Estado do Rio Grande do Norte. Em 31 de dezembro de 1999, 36 subestações da Companhia estavam automatizadas e informatizadas.

- Redução da inadimplência: a Cosern acredita que reduzirá o nível de inadimplência por meio (i) da negociação dos montantes devidos pelo Governo Estadual, Prefeituras Municipais e com a Companhia de Água e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN e (ii) da implantação do novo Sistema Comercial, que permitirá uma melhora sensível na gestão de cortes de fornecimento e arrecadação; e (iii) melhora da eficiência da rede de arrecadação por meio de sua informatização.

## **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.

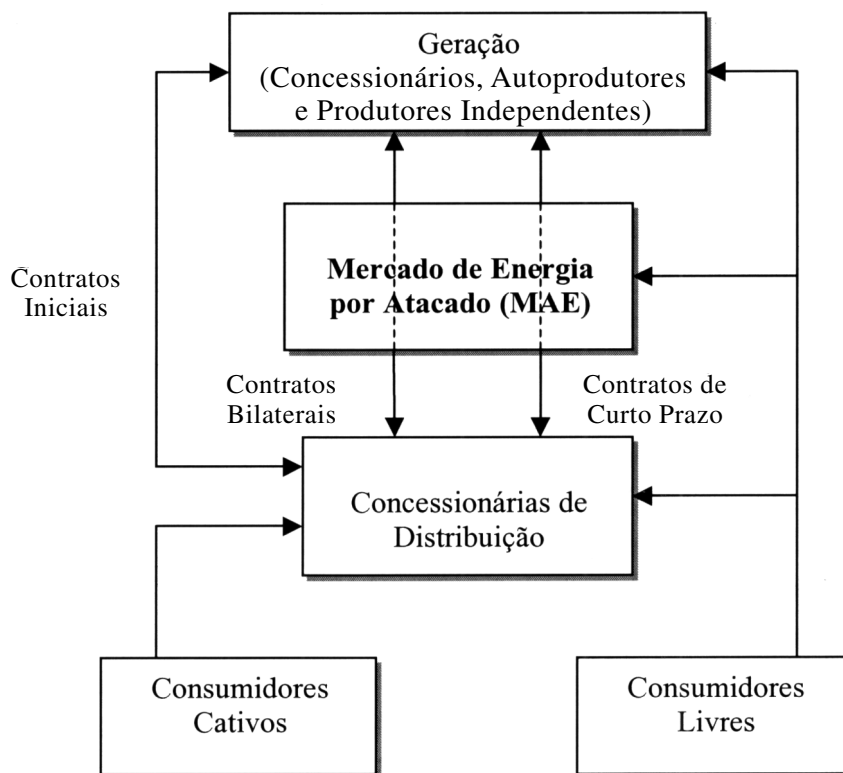
Essas obrigações, decorrentes da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, obriga a concessionária a manter serviços adequados, melhorá-los e expandi-los, sendo-lhe assegurado, em contrapartida, o equilíbrio econômico e financeiro do seu investimento, através da fixação de tarifas, revistas periodicamente.

### *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 (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Concorrência”).

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 (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico”).

O organograma abaixo ilustra o funcionamento simplificado do mercado de energia elétrica no Brasil e seus respectivos participantes:



### *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 166 municípios.

Em 31 de dezembro de 1999, a Cosern tinha 651.825 consumidores, tendo fornecido 2,661 GWh de eletricidade a todo o Estado do Rio Grande do Norte. Em dezembro de 1999, a participação da COSERN no mercado de energia elétrica brasileiro era de aproximadamente 0,85%.



O quadro abaixo ilustra a participação da Cosern no mercado regional interligado Norte/Nordeste de distribuição de energia elétrica em 1997:

EMPRESA	ESTADO	MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO (MWh/ANO)	PARTICIPAÇÃO NO MERCADO REGIONAL (%)
CELPA	PA	2.824.604	5,4
CELTINS	TO	239.954	0,5
ELETRONORTE - MA	MA	5.738.600	11,0
ELETRONORTE - PA	PA	6.185.956	11,8
CEMAR	MA	2.015.738	3,9
CEPISA	PI	1.160.374	2,2
COELCE	CE	4.796.185	9,2
<b>COSERN</b>	<b>RN</b>	<b>2.264.300</b>	<b>4,3</b>
SAELPA	PB	1.781.832	3,4
CELB	PB	344.381	0,7
CELPE	PE	6.505.112	12,5
CEAL	AL	1.645.892	3,2
ENERGIPE	SE	1.458.096	2,8
SULGIPE	SE	126.516	0,2
COELBA	BA	8.310.120	15,9
CHESF	—	6.828.012	13,1
<b>Total Interligado N/NE</b>	<b>—</b>	<b>52.225.672</b>	<b>100,0</b>
<b>Total Brasil</b>	<b>—</b>	<b>264.755.642</b>	<b>—</b>

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 53.167 km<sup>2</sup>. O Estado tem uma população de 2,6 milhões de habitantes, um PIB de R\$9,3 bilhões e uma renda per capita de R\$ 3.477,00. O Rio Grande do Norte possui uma população predominantemente urbana (69,1%), cuja taxa de crescimento média é de 2,2% ao ano. Possui 166 municípios e as suas duas cidades mais populosas são Natal e Mossoró, com aproximadamente 670 mil e 220 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 Petrobras. O Estado conta ainda com dois aeroportos, localizados em Natal e Mossoró e 2.750 km de rodovias.

O Rio Grande do Norte tem apresentando as maiores taxas de crescimento econômico da Região Nordeste. Nos últimos vinte e cinco anos, a renda per capita do Estado cresceu cerca de 7,9% ao ano, enquanto que, na Região Nordeste, este crescimento foi de aproximadamente 5,8% 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 (“a.p.m.”) dos Estados do Nordeste, Região Nordeste e Brasil – 1995:

<b>ESTADOS</b>	<b>PIB a .p.m. R\$ bilhões</b>	<b>Part. % EST/NE</b>	<b>Part. % EST/BR</b>
Maranhão	8,8	8,7	1,4
Piauí	4,4	4,4	0,7
Ceará	16,1	16,0	2,5
R. G. do Norte	6,6	6,6	1,0
Paraíba	6,8	6,8	1,1
Pernambuco	17,3	17,2	2,7
Alagoas	5,5	5,5	0,9
Sergipe	3,6	3,6	0,6
Bahia	31,4	31,3	5,0
Nordeste	100,6	100,0	15,9
Brasil	631,7	-	-

Fontes: IBGE/DPE/DECNA - Brasil; SUDENE/DPO/IPL/CRG

Dados Preliminares

Produto Interno Bruto “Per Capita” dos Estados do Nordeste, Região Nordeste e Brasil – 1995:

<b>ESTADOS</b>	<b>“PER CAPITA” R\$ 1,00</b>	<b>PART. % EST/NE</b>	<b>PART. % EST/BR</b>
Maranhão	1.691,83	75,7	41,7
Piauí	1.611,16	72,0	39,7
Ceará	2.397,89	107,2	59,2
R. G. do Norte	2.563,77	114,6	63,2
Paraíba	2.027,76	90,7	50,0
Pernambuco	2.324,34	103,9	57,3
Alagoas	2.045,15	91,4	50,5
Sergipe	2.243,81	100,3	55,4
Bahia	2.486,79	111,2	61,3
NORDESTE	2.236,39	-	55,2
BRASIL	4.053,74	-	-

Fontes: IBGE/DPE/DECNA - Brasil; SUDENE/DPO/IPL/CRG

Dados Preliminares

Taxa Média Anual de Crescimento do PIB Real dos Estados do Nordeste, Região Nordeste e Brasil - 1970/1995:

BRASIL/NORDESTE E ESTADOS	PERÍODOS			
	1970-80	1980-90	1970-95(1)	1990-95(1)
Maranhão	9,3	8,3	7,6	2,9
Piauí	9,4	6,9	6,7	1,0
Ceará	10,8	4,7	7,2	5,3
R. G. do Norte	10,3	7,4	7,9	4,1
Paraíba	6,5	5,8	5,2	2,1
Pernambuco	8,6	3,5	5,1	1,5
Alagoas	9,1	5,2	6,2	2,6
Sergipe	10,2	4,4	5,9	0,7
Bahia	8,8	3,7	5,4	2,2
Nordeste	8,7	3,3	5,8	2,6
Brasil	8,6	1,6	4,6	2,7

Fontes: IBGE/DPE/DECNA - Brasil; SUDENE/DPO/IPL/CRG

(1) Dados Preliminares

Participação do PIB Setorial no PIB Global dos Estados do Nordeste, Região Nordeste e Brasil – 1995

ESTADOS	PARTICIPAÇÃO (%)			
	Agropecuária	Indústria	Serviços	Total
Maranhão	16,1	18,9	65,0	100,0
Piauí	18,0	23,8	58,3	100,0
Ceará	7,4	27,2	65,4	100,0
Rio G. do Norte	5,3	43,0	51,7	100,0
Paraíba	11,1	25,1	63,7	100,0
Pernambuco	8,4	24,8	66,8	100,0
Alagoas	17,0	29,5	53,5	100,0
Sergipe	8,7	44,7	46,6	100,0
Bahia	13,5	26,0	60,5	100,0
NORDESTE	12,6	23,8	63,6	100,0
BRASIL	12,3	32,0	55,7	100,0

Fonte: SUDENE/DPO/IPL/Contas Regionais

(1) Dados Preliminares para o ano de 1995.

Participação % com base nos valores a preços de 1980

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 atualmente o terceiro maior pólo agro-industrial do Nordeste.

O Estado tem assistido a um forte crescimento no setor de serviços que, impulsionado pelas atividades turísticas, já representa 51,7% do seu PIB. A indústria contribui com 43% e a agropecuária com 5,3%.

O Rio Grande do Norte é o maior produtor de sal do País, produzindo aproximadamente 4,5 milhões de toneladas por ano, o que representa cerca de 96% 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 96 mil barris por dia. Além disso, o Estado é o maior produtor de gás natural, com uma produção de aproximadamente 2,8 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 1999, o aumento de consumo foi de 5,66% ao ano em média, comparado com 5,3% 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 5,2% dos consumidores residenciais do Estado.

A tabela abaixo descreve a situação geral de captação de investimentos do Estado do Rio Grande do Norte em 1997:

<b>Investimentos Captados</b>	<b>Valor (R\$ milhões)</b>
Empresas em operação	299,0
Empresas Novas	208,1
Empresas Ampliadas	55,5
Empresas Reativadas	33,4
Empresas em Implantação	283,1
Empresas Novas	272,1
Distrito Industrial Mossoró	11,0
<b>Total</b>	<b>582,1</b>

Fonte: site oficial do Governo do Estado do Rio Grande do Norte ([www.rn.gov.br](http://www.rn.gov.br))

Em 1999, o crescimento do mercado nacional de energia elétrica foi de 5,3% em relação a 1998. 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:

CLASSE (EM %)	1997	1998	1999
RESIDENCIAL	6,88	12,02	5,64
INDUSTRIAL	7,77	6,41	4,84
COMERCIAL	11,90	15,89	6,58
RURAL	18,60	32,03	5,42
PODER PÚBLICO	7,89	5,59	5,90
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	3,89	5,09	1,35
SERVIÇO PÚBLICO	5,90	14,91	12,53
PRÓPRIO	-0,49	-1,89	27,47
TOTAL	8,33	11,33	5,66

### **Dependência de Mercados Externos e Internos**

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. No caso do mercado interno, o único mercado relevante é o próprio Estado do Rio Grande do Norte, em cujo território existe o monopólio natural da Cosern.

### **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 Autoprodutor, 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 (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Consumidores – Consumidores Livres”).

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 1.998, 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 de 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, também 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.

## **Serviços**

### *Transmissão e Distribuição*

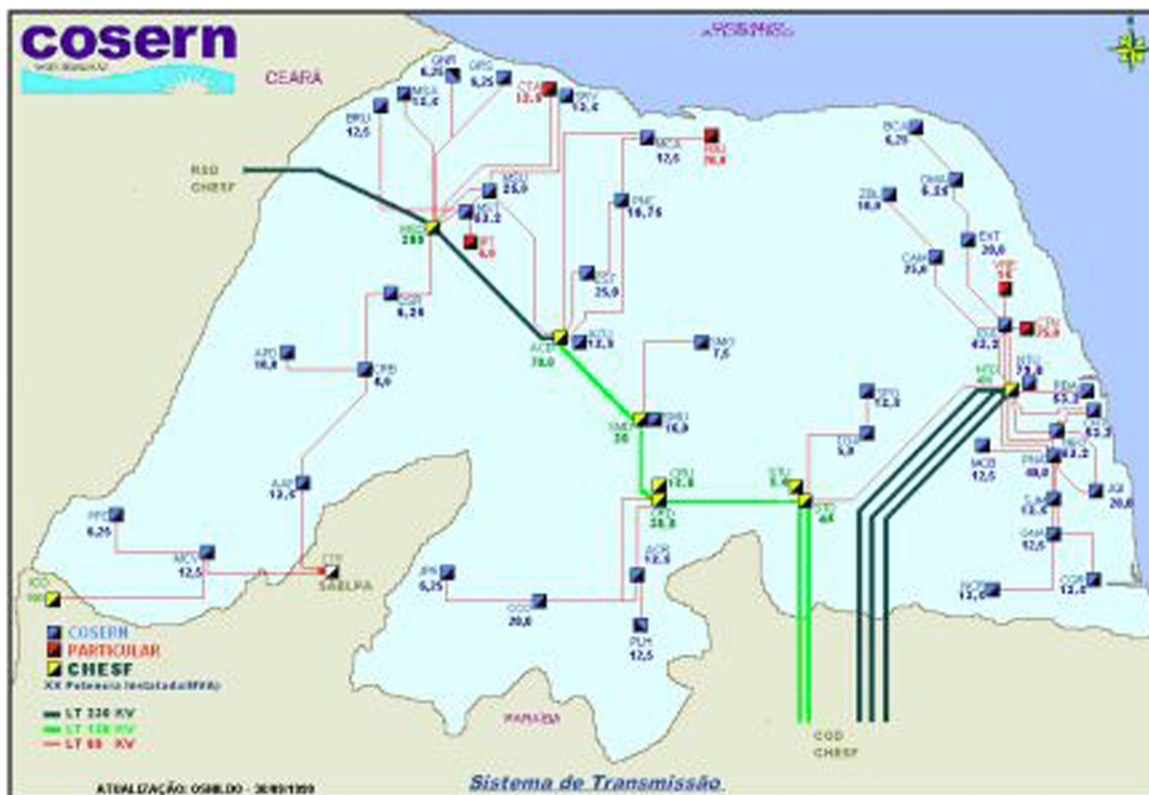
O setor de energia elétrica pode ser segmentado em três funções básicas: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. De acordo com o Contrato de Concessão, a Companhia está autorizada pelo Poder Concedente a explorar o serviço de distribuição de energia elétrica.

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 tensão, 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 e transmissão da Cosern é composta por linhas de transmissão de alta tensão (69 kV), média tensão (13,8 kV) e baixa tensão (380/220 V).

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 operadas pela CHESF: Açú 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 1999, a rede de transmissão da Cosern era composta por 1.459,7 Km de linhas de transmissão de 69 kV e por 41 subestações, com uma capacidade instalada total de 707,7 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 118,6 Km de linhas de transmissão em 69 kV, respectivamente. Ainda em 1999, foram construídas 5 novas subestações.



## *Rede de Distribuição*

Em 31 de dezembro de 1999, a rede de distribuição da Cosern era composta por 291.081 postes, com aproximadamente 23.119 Km de linhas e 15.949 transformadores de distribuição, com uma capacidade instalada total de 536,8 MVA. A Cosern fornece energia em alta tensão (69 kV) para cinco de seus maiores consumidores, enquanto que o restante dos consumidores recebem energia em média tensão (13,8 kV) ou baixa tensão (380/220V). O principal centro urbano servido pela Cosern é Natal, que representa 61 % do mercado consumidor da Companhia.

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

	1999	1998	1997	1996	1995
<b>Rede de Transmissão</b>					
Linhas de Transmissão (km) 69 kV	1.459,7	1.341,1	1.191,4	1.091,7	1.079,6
Potência Instalada em transformadores de Subestações (MVA)	795,5	707,7	707,7	670,2	648,1
Subestações	41	36	36	34	34
<b>Rede de distribuição</b>					
Linhas de distribuição até 13,8 kV (km)	23.119,00	22.256,0	21.248,2	20.602,9	20.222,8
Potência Instalada em transformadores de Distribuição	536,8	511,0	487,9	467,9	454,2
Número de postes	291.081	279.009	266.070	258.498	253.139
<b>Número de localidade servidas</b>					
Sedes	166	166	166	166	152
Fonte: Cosern					

## *Performance da Rede*

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

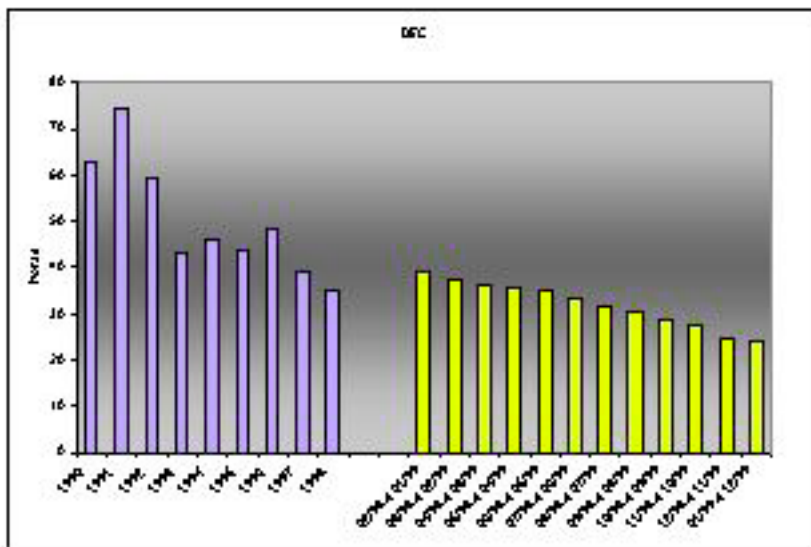


De acordo com a Portaria DNAEE nº 46/78, os limites estabelecidos para a média de frequência e duração das interrupções por consumidor ao ano estão descritos na tabela abaixo:

CONJUNTO DE CONSUMIDORES	CLASSE	DURAÇÃO (HORAS)	FREQUÊNCIA (Nº)
Menos de 1.000 consumidores	1	120	90
Entre 1.000 e 5.000 consumidores	2	70	70
Entre 5.000 e 15.000 consumidores	3	50	60
Entre 15.000 e 50.000 consumidores	4	40	50
Mais de 50.000 consumidores	5	30	45

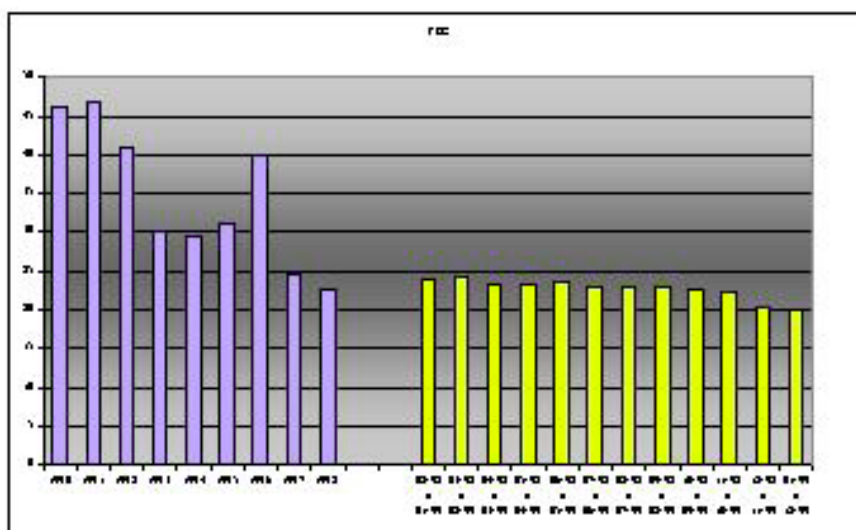
O índice DEC da Cosern superou o limite estabelecido entre 1994 e 1998.. De acordo com o Relatório de Acompanhamento e Fiscalização dos Serviços de Eletricidade da Companhia, datado de 29 de dezembro de 1998, foi dado prazo até 22 de junho de 1999 para a Cosern regularizar a situação. A Companhia adotou procedimentos operacionais e deu prioridade aos investimentos necessários ao cumprimento do limite de 30 horas de interrupção. Em 31 de dezembro de 1999, o índice DEC havia caído para 23,84 horas, comparado com 35,07 horas em 31 de dezembro de 1998 e 39,07 horas em 31 de dezembro de 1997. Para alcançar este resultado, as principais iniciativas da Cosern foram: (i) investimentos no sistema de transmissão e distribuição (construção e automação de novas linhas e subestações); e (ii) reestruturação organizacional da Companhia, renovação da frota de veículos, treinamento da equipe técnica e melhoria do sistema de telecomunicações, implementação do plano de investimentos e manutenção corretiva do sistema.

A tabela a seguir mostra a evolução do índice de duração equivalente das interrupções por consumidor – DEC nos últimos 10 anos:

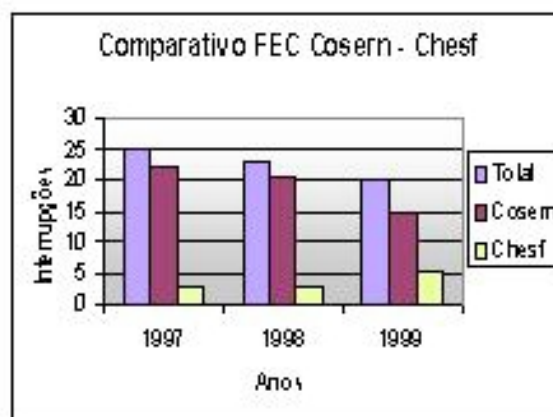
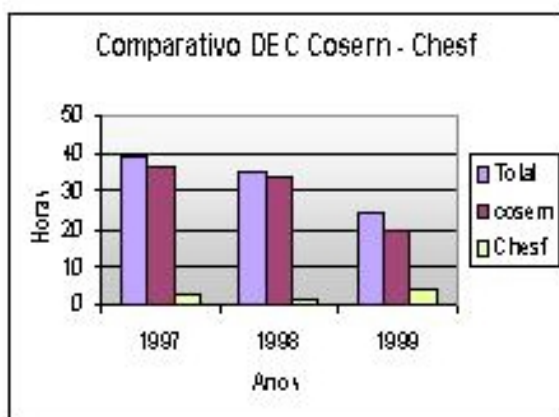


No caso do índice FEC, também houve sensíveis melhoras. Em 31 de dezembro de 1999, houve um registro do índice FEC de 19,94 interrupções no fornecimento de energia elétrica aos consumidores, comparado com 22,74 interrupções em 1998 e 24,72 interrupções em 1997. As interrupções não programadas, ou seja, aquelas devidas a causas acidentais foram 94% do total de interrupções em 1999, comparados a 85% em 1998 e 73% em 1997. Tais interrupções não programadas foram causadas principalmente pela incapacidade da Cosern, antes da privatização, em fazer investimentos, manter programas adequados de manutenção e também pela queda na segurança do suprimento da CHESF em função da localização periférica da conexão entre as redes de transmissão da Cosern e da CHESF.

A tabela a seguir mostra a evolução do índice de frequência equivalente das interrupções por consumidor – FEC nos últimos 10 anos:



Apesar da substancial redução dos índices DEC e FEC, a Companhia acredita que tais índices poderiam ser ainda menores em 1999, uma vez que os índices DEC e FEC da CHESF, que indiretamente afetam a performance do sistema elétrico da Cosern, aumentaram mais de 100% ano passado, comparados ao mesmo período em 1998, como se observa a seguir:



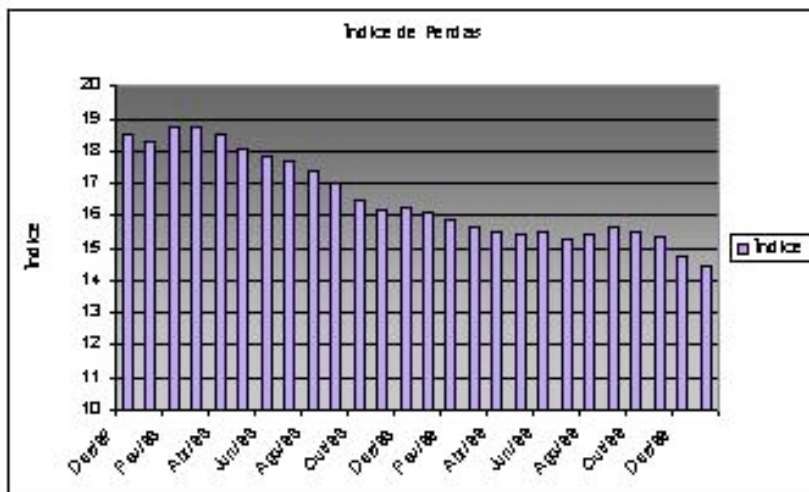
## Perdas

As perdas de energia, assim entendidas como a diferença entre a energia comprada e a energia efetivamente vendida pela Cosern, representaram, em 31 de dezembro de 1999, 14,77% do total da energia comprada pela Companhia.

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.

Em 1997, as perdas atingiam um percentual de 18,53% da energia comprada. Após a privatização, o índice global de perdas foi reduzido para 16,25% em 1998 e 14,77% em 1999. Atualmente, as perdas comerciais representam aproximadamente 4,1% desse total, enquanto que as perdas técnicas de distribuição e de transmissão representam, respectivamente, 6,2% e 4,4% do total.

Os gráficos abaixo demonstram a evolução do índice de perdas (i) nos últimos cinco anos e (ii) após a privatização, mês a mês:



---

Após a privatização, a Cosern deu início ao Plano de Redução de Perdas, cuja implementação reverteu a tendência de aumento ocorrida entre o período de 1995 a 1997, reduzindo as perdas comerciais para 4,1% no final de 1999, através da execução dos seguintes projetos:

- i) regularização de 5.506 ligações clandestinas;
- ii) inspeção a 35.307 clientes de baixa tensão;
- iii) calibração em campo de 1.026 medidores dos clientes com tensão de fornecimento em alta tensão, correspondendo a 65% do total desses clientes;
- iv) regularização de 4.602 clientes que se religaram na rede de forma clandestina; e
- v) instalação de 3,6 MVar em bancos de capacitores em alimentadores de distribuição para redução das perdas técnicas.

Evento relevante foi a descoberta, em setembro de 1999, de uma organização especializada em um tipo de fraude, de difícil identificação, efetuada nos selos de lacre dos medidores. Como resultado, a Cosern reduziu suas perdas comerciais em 0,9% apenas nos três últimos meses de 1999.

Apesar da significativa redução no índice de perdas comerciais de energia elétrica, a Companhia acredita que em 2000 ainda conseguirá reduzir em 1,5% esse índice em relação ao índice obtido no final de 1999. Entretanto, o objetivo da Cosern é reduzir o índice de perdas comerciais até alcançar uma média de 1,2%.

#### *Conservação de energia*

Segundo o Relatório Síntese dos Programas de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica – PROCEL aprovado pela ANEEL, a Cosern destaca-se por investir acima do mínimo obrigatório, direcionando (i) 37% dos recursos para projetos vinculados ao uso final da energia, com destaque para o segmento residencial (30%); e (ii) 18% do total de recursos vinculados a oferta de energia em projetos de melhoria do fator de carga.

A tabela abaixo mostra o percentual de economia de energia da Cosern em relação ao mercado de distribuição, em 1999:

CONCESSIONÁRIA	MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO (GWH/ano)	ENERGIA CONSERVADA (GWH/ano)	ENERGIA CONSERVADA/MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO
AES-SUL	6.228,97	29,90	0,48
BANDEIRANTE	22.666,51	54,90	0,24
CELPA	3.214,74	12,88	0,40
CEMAT	2.731,32	45,44	1,66
CEMIG	35.113,22	43,73	0,12
CERJ	6.884,92	68,35	0,99
COELBA	9.027,55	66,17	0,73
COELCE	5.387,09	22,68	0,42
COSERN	2.518,34	8,97	0,36
CPFL	18.858,39	39,30	0,21
ELEKTRO	5.061,51	20,34	0,40
ELETROPAULO	35.690,35	92,10	0,26
ENERGIPE	1.653,28	12,45	0,75
ENERSUL	2.515,71	25,69	1,02
ESCELSA	19.481,10	20,49	0,11
LIGHT	23.720,62	133,58	0,56
RGE	5.004,40	57,65	1,15
TOTAL	205.758,01	754,61	0,37

Fonte: Relatório Síntese PROCEL - Eletrobrás Ciclo 1998/1999

### Serviços em desenvolvimento

A Cosern está avaliando diversos projetos, destacando-se os abaixo descritos. Até o presente momento, não existe nada de concreto em nenhum dos projetos além de estudos realizados.

- i) aluguel da rede de fibra ótica para transmissão de dados, voz e imagens, direcionada a seus clientes corporativos para o desenvolvimento de empreendimentos relacionados às atividades de telecomunicações, tais como telefonia, televisão à cabo e internet;
- ii) Co-geração de energia com alguns de seus maiores clientes. Com este projeto, a Companhia pretende não só fornecer energia elétrica, mas oferecer aos seus clientes soluções térmicas integrais, tais como fornecer vapor e água quente para suprir suas necessidades, utilizando o gás natural como fonte de energia; e

- iii) implantação do Programa “Luz no Campo”, um projeto desenvolvido pelo Governo Federal, através do Ministério das Minas e Energia, e com o apoio financeiro e técnico da Eletrobrás e do Estado do Rio Grande do Norte, para levar energia elétrica aos domicílios rurais do Estado. Atualmente, este projeto está dependendo de um acordo com o Estado sobre o pagamento parcial da dívida que a CAERN possui com a Cosern.

## **Investimentos**

### *Operação e Manutenção*

Antes da privatização, a Cosern não investiu o suficiente na expansão e na modernização (supervisão, controle, proteção e automação) de sua rede, o que resultou na sua incapacidade de atender os requisitos mínimos de qualidade nos serviços fixados pelo DNAEE e, posteriormente, pela ANEEL. Visando corrigir esses problemas, a Cosern investiu aproximadamente R\$ 53,6 milhões em 1999 e R\$ 40,6 milhões em 1998, comparados com R\$ 23 milhões em 1997. Em 2000, a Companhia pretende investir R\$ 43,6 milhões, principalmente na expansão de sua rede de transmissão e distribuição e na instalação de seus novos sistemas operacionais.

Em 1999, no programa de transmissão, foram investidos: (i) R\$ 4,7 milhões para construir e reformar as linhas de transmissão em 69 kV da Companhia; (ii) R\$ 11 milhões para ampliar, construir e reformar 22 subestações; (iii) R\$ 419 mil em renovação e melhoramento de subestações; (iv) R\$ 5 milhões em sistemas de automação e controle; e (vi) R\$ 3,4 milhões em sistemas de telecomunicações. No programa de distribuição, somente em 1999, foram investidos R\$ 22,6 milhões. Do total desses recursos, R\$ 5 milhões foram utilizados na compra de micros e implantação da rede corporativa, nos Sistemas de Gestão da Rede, na expansão do programa R/3 e na implantação do novo Sistema Comercial – SIC.

Em 2000, a Cosern pretende continuar seu programa de investimentos, tendo estimado um orçamento de R\$ 43,6 milhões. Serão gastos: (i) R\$ 17 milhões no programa de transmissão que inclui expansão da rede, melhoramento e renovação de subestações e sistema de telecomunicações; (ii) R\$ 20 milhões no programa de distribuição onde a rede de 13,8 kV e 380/220V receberá R\$ 15,5 milhões e (iii) R\$ 6 milhões nas instalações gerais, destacando-se o investimento em informática que somará R\$ 5,1 milhões.

A tabela abaixo descreve os investimentos realizados pela Companhia em 1999, 1998 e 1997 (valores em Reais):

ITENS	2000	1999	1998	1997*
Programa de Transmissão	17.458.900	25.153.152	14.589.200	6.977.000
Expansão da Transmissão	13.026.666	15.801.969	8.408.700	
Linha de Transmissão (Construção e reforma)	5.723.054	4.786.133	3.876.500	
Subestações (ampliação, construção e reforma)	7.303.612	11.015.836	4.532.200	
Melhoramento e renovação das Subestações	895.000	419.414	47.200	
Melhoramento em Linhas	507.000	297.079	304.100	
Sistemas de Automação e Controle	507.400	5.094.119	2.825.200	
Sistema de Telecomunicações	897.704	3.410.775	3.004.000	
Estudos de Viabilidade de Geração		129.796		
Programa de Distribuição	20.183.160	22.600.332	19.890.200	16.184.000
Expansão da Distribuição	1.550.000	2.075.947		
Distribuição (13,8 kV e 380/220V)	16.555.000	18.667.832	15.651.700	
Medidores	2.078.180	1.856.553	4.238.500	
Instalações Gerais	5.965.200	5.854.423	6.111.200	906.000
Sistema de Informática	5.165.200	5.024.814	3.249.600	
Ferramentas	200.000	253.967	93.100	
Veículos	100.000	268.263	1.942.600	
Patrimônio	500.000	307.379	825.900	
Total	43.607.260	53.607.907	40.590.600	24.067.000

Fonte: Cosern \* as lacunas referem-se a dados indisponíveis.

Um dos principais resultados advindos dos investimentos feitos pela Companhia foi o ganho em qualidade de transmissão. Houve uma melhora significativa na performance da rede, com o registro do índice DEC em 23,84 horas e do índice FEC em 19,94 interrupções. Antes da privatização, estes número eram, respectivamente, 39,03 horas e 24,72 interrupções, números considerados insatisfatórios pela ANEEL (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Serviços – Perdas”).

#### *Contratos de Prestação de Serviços*

Em 1998, a Cosern firmou contrato de assistência técnica e transferência de know-how com a Iberdrola Energia S.A. De acordo com esse contrato, a Iberdrola Energia S.A. prestará serviços de assistência técnica, gestão e operação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, incluindo gestão de pessoal, financeira, comercial, técnica e administrativa (veja o capítulo “Transações com Partes Relacionadas”).

Outros serviços terceirizados pela Companhia são (i) construção de redes aéreas, (ii) inspeção e recuperação de equipamentos, (iii) arrecadação das contas de energia, (iv) corte e religação, etc.



---

### *Atendimento ao Consumidor*

A maioria das agências existentes à época da privatização possuía estrutura deficiente no que diz respeito ao atendimento ao consumidor, muitas delas sem pessoal próprio da Cosern. Com a nova filosofia implantada pela Companhia, tarefas de atendimento ao cliente e de manutenção de emergência na rede de distribuição passaram a ser executadas através de pessoal especialmente treinado pela Companhia.

O serviço de atendimento telefônico de acesso gratuito foi disponibilizado para todo o Estado. Todos os serviços prestados pelas agências de atendimento comercial, bem como solicitação de correção de avarias, podem ser requeridos pelo tele-atendimento 24 horas. Para o atendimento às emergências, existem dez postos de atendimento coordenados pelo Centro de Operações e Informação – COI, localizado em Natal, que conta com equipe de plantão composta por pessoal próprio da Companhia.

Paralelamente, a Companhia investiu na ampliação da rede credenciada de arrecadação, contando atualmente com 667 postos de recebimento de contas para os 166 Municípios do Estado (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Consumidores – Faturamento e Arrecadação”).

Em 1999, a Cosern realizou pesquisas quantitativas e qualitativas para aferir o índice de satisfação dos clientes, nos quais, entre outros tópicos, foi avaliada a qualidade do atendimento comercial Índice de Satisfação com Atendimento Comercial 46,40% e Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida 45%. Com base nos resultados da pesquisa, que se repetirá a cada ano, a Companhia elaborou um plano global de marketing, visando a melhoria dos aspectos considerados menos satisfatórios, que será executado ao longo do ano 2000.

### *Adequação de Sistemas e Informação*

Em junho de 1999, a Cosern implantou um sistema integrado de gestão, já adaptado ao ano 2000, para a substituição de vários sistemas corporativos. O R/3 da SAP, o novo Sistema de Gestão Empresarial – SIGA, substituiu os antigos sistemas de controle de empreendimentos, projetos, suprimentos, contas a pagar, contabilidade e orçamento.

Também está sendo implantado o Sistema Comercial – SIC que foi desenvolvido para acompanhar os processos de atendimento comercial a clientes, tais como solicitações de serviços, faturamento e arrecadação, medição e inspeção, disponibilizando informações e serviços de forma integrada, flexível e confiável. Enquanto esse sistema ainda se encontra em fase de customização e adaptação, a Cosern decidiu contratar serviços de adaptação do atual Sistema Comercial às necessidade cotidianas da Companhia, cuja conclusão ocorreu em junho de 1999.



Foi implantada ainda uma nova rede corporativa de computadores – a COSERnet - com todos os equipamentos já adaptados ao ano 2000, não remanescendo equipamentos da infra-estrutura do sistema de informação que possam comprometer as operações da Companhia.

Todo o sistema da Companhia foi adequado a mudança de calendário do ano 2000 e nenhum problema foi registrado no que se refere ao “bug do milênio”.

## 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.

A maior categoria em número de consumidores é dos residenciais, embora a categoria industrial seja historicamente a maior consumidora de eletricidade. Em 1999, o consumo residencial, comercial e industrial representaram, respectivamente, 30,65%, 14,79% e 31,35% das vendas de energia da Cosern, por volume de energia.

A tabela a seguir contém o número de consumidores da Cosern em cada categoria nos últimos cinco anos:

	1999	1998	1997	1996	1995
RESIDENCIAL	582.059	552.790	522.911	515.238	501.038
COMERCIAL	45.389	43.900	40.954	39.426	37.828
INDUSTRIAL	3.921	3.805	3.421	3.281	3.049
PODER PÚBLICO	8.434	8.214	7.916	7.991	7.742
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	545	339	341	311	331
SERVIÇOS PÚBLICOS	1.104	941	815	563	533
OUTROS	10.373	15.782	18.382	21.206	20.596
<b>TOTAL</b>	<b>651.825</b>	<b>625.771</b>	<b>594.382</b>	<b>588.016</b>	<b>571.117</b>

Fonte: Cosern

Nos últimos cinco anos, o número total de consumidores da Cosern aumentou 14,08%. A maior parte desse aumento deve-se aos novos clientes residenciais, cuja categoria cresceu 5,29% somente no ano de 1999. Em número de consumidores, os residenciais correspondiam, em 31 de dezembro de 1999, a 89,29% do total de consumidores da Cosern.

Os dez maiores consumidores da Cosern responderam, em 1999, por cerca de 21,52% das vendas da Companhia em volume. Em 1999, o maior consumidor em volume foi a Petrobras, com aproximadamente 10,5 % do total.

### *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 dois Consumidores Livres, passando esse número a cinco a partir de julho de 2000. O quadro abaixo discrimina esses Consumidores Livres e sua representatividade no total das vendas físicas de energia elétrica e receita líquida da Cosern em 1999.

<b>Consumidor</b>	<b>Demanda (MWh)</b>	<b>Receita Líquida (R\$)</b>	<b>Tarifa Média (R\$/MWh)</b>
BR-GUAMARÉ	150.179,18	9.198.934	61,25
COTENE	157.499,08	9.592.916	60,91
VICUNHA *	58.819,82	3.836.544	65,23
ITAPETINGA *	36.442,76	1.995.449	54,76
PETROBRAS-C.AMARO	62,778	3.978.239	63,37
<b>Total</b>			

Fonte: Cosern \* a partir de julho de 2000

A Cosern possui contratos de fornecimento de energia com todos os Consumidores Livres dispostos no quadro acima. Os contratos têm prazo médio de 3 anos. A Administração da Cosern acredita ter bom relacionamento com seus Consumidores Livres, além de uma tarifa competitiva. Também acredita que se eventualmente vier a perder algum Consumidor Livre terá

condições de vender a energia excedente a outros consumidores, inclusive em outros Estados, a exemplo do que já ocorre atualmente, ou reduzirá o volume de energia contratada com a CHESF (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico – O Mercado Atacadista de Energia Elétrica”). Além disso, na hipótese de perder algum Consumidor Livre, a Cosern continuaria a auferir receita com esse consumidor em função do pagamento do pedágio pela utilização da rede de distribuição da Companhia. Por fim, apesar da representatividade dos Consumidores Livres na receita da Cosern, as margens sobre as tarifas cobradas são menores do que aquelas cobradas dos outros consumidores.

### Vendas

Em 1999, a Cosern registrou venda de 2.661 GWh, representando um crescimento de 5,6% se comparado a 1998, enquanto sua base de clientes expandiu-se em 4,2% no mesmo período, atingindo 651.825 clientes.

O volume de vendas da Cosern teve um aumento de 40,7% nos últimos cinco anos. Tal acréscimo ocorreu em todas as classes de consumidores. A composição percentual do volume de vendas por classe de consumidor permaneceu relativamente estável nesse período, sendo o crescimento acumulado do volume de energia vendida pela Cosern para consumidores residenciais, comerciais e industriais foi de 42,6%, 55,6% e 36,15%, respectivamente. A média de consumo mensal por consumidor em 1999 foi de 340 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.

A tabela abaixo demonstra o volume de energia consumido por classe de consumidor e a respectiva porcentagem sobre vendas nos últimos cinco anos:

	1999		1998		1997		1996		1995	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
RESIDENCIAL	815,7	30,6	772,1	30,7	689,3	30,5	644,9	30,9	572,0	30,2
COMERCIAL	393,7	14,7	369,4	14,7	322,4	14,3	284,9	13,7	253,0	13,3
INDUSTRIAL	834,2	31,3	795,7	31,6	747,9	33,1	693,9	33,3	612,7	32,3
PODER										
PÚBLICO	127,8	4,8	120,7	4,8	114,3	5,1	105,9	5,9	113,1	6,0
ILUMINAÇÃO										
PÚBLICA	145,2	5,4	143,3	5,7	136,4	6,0	131,3	6,3	129,0	6,8
SERVIÇOS										
PÚBLICOS	143,2	5,3	127,3	5,1	110,7	4,9	104,6	5,0	102,3	5,4
OUTROS	200,7	7,5	186,2	7,4	141,0	6,2	118,9	5,7	113,5	6,0
TOTAL	2660,7	100	2.518	100	2262,2	100	2084,4	100	1895,6	100

Fonte: Cosern

O valor das vendas de energia elétrica em 1999 representou 99,2% da receita operacional bruta da Companhia. A receita líquida das vendas aumentou 10,9% em 1999, se comparada com ano de 1998. As classes residencial, comercial e industrial geraram

respectivamente um aumento na receita de 11%, 13,8% e 10,1% em 1999, comparado com 1998. Esse aumento deveu-se principalmente ao aumento do número de consumidores em cada classe e ao reajuste de 5,34% nas tarifas realizado em abril de 1999 (veja o capítulo “Comentários da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais”).

A tabela abaixo demonstra o montante das vendas por classe de consumidor nos últimos dois anos:

	Nº de consumidores		MWh		R\$ mil	
	1999	1998	1999	1998	1999	1998
RESIDENCIAL	582.059	552.790	815.715	772.154	135.633	122.156
INDUSTRIAL	3.921	3.805	834.199	795.684	74.464	67.646
COMERCIAL	45.389	43.900	393.721	369.430	57.395	50.392
RURAL	10.288	15.645	196.284	186.198	12.590	11.181
PODER PÚBLICO	8.434	8.214	127.811	120.686	18.868	16.747
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	545	339	145.271	143.344	13.751	12.697
SERVIÇO PÚBLICO	1.104	941	143.198	127.256	15.150	11.151
CONSUMO PRÓPRIO	85	137	4.576	3.589	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>651.825</b>	<b>625.771</b>	<b>2.660.775</b>	<b>2.518.341</b>	<b>327.851</b>	<b>291.970</b>

Fonte: Cosern

### *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.

A tabela a seguir demonstra a evolução dos preços brutos (i.e., com impostos) médios de energia nos dois últimos anos, por categoria de consumo (em reais), comparada com a média regional do Nordeste em 1999:

CATEGORIA	1999	1998	Nordeste*
RESIDENCIAL	<b>134,75</b>	127,19	132,68
COMERCIAL	<b>120,37</b>	112,82	114,21
INDUSTRIAL	<b>73,60</b>	69,90	50,48
PODER PÚBLICO	<b>120,22</b>	115,09	114,81
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	<b>78,56</b>	73,51	75,60
SERVIÇO PÚBLICO	<b>88,83</b>	84,47	69,58
RURAL	<b>64,18</b>	58,58	70,55
<b>TARIFA MÉDIA TOTAL</b>	<b>101,92</b>	96,15	84,66

Fonte: Cosern \* Relativo a 1998

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, pelos encargos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e pela compra de energia elétrica para revenda, 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, 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, que integra a fórmula do reajuste anual.

Em 22 de abril de 1999, foi autorizado o reajuste de 5,34% das tarifas de energia elétrica praticadas pela Cosern. A proposta da Companhia para a concessão desse reajuste – concedido anualmente nos termos do Contrato de Concessão – passou pela análise da ANEEL, que leva em conta os custos gerenciáveis e não gerenciáveis da Companhia, tais como energia comprada, os custos da Conta de Consumo de Combustível (CCC) e da Reserva Global de Reversão (RGR).

Os valores dos reajustes autorizados ficaram abaixo do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, para o período de abril de 1998 e março de 1999, que foi de 7,92%. Os custos que mais influíram na composição desses índices para a Cosern foram o IGP-M (4,62%) e os encargos com RGR e CCC (0,63%).

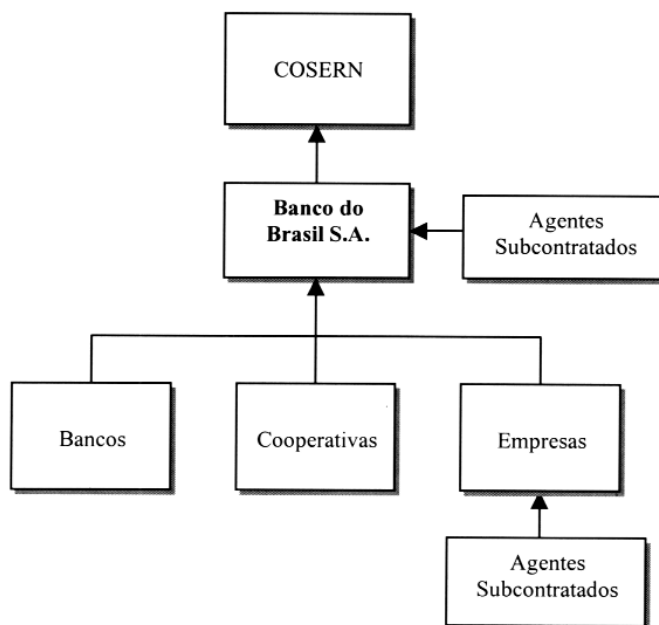
Além do reajuste, houve uma revisão extraordinária das tarifas escalonada nos meses de junho, julho e agosto de 1999. Tal revisão deveu-se à superveniência de custos não gerenciáveis, especialmente aqueles relacionados ao aumento dos preços da energia pela geradoras . A revisão implicou em um aumento de 4,81% nas tarifas.

### *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, 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.

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.

Dez bancos, seis 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 S.A., que repassa os valores recebidos para a Cosern. Em 1999, 33% da arrecadação ocorreu por meio dos bancos e 67% por meio das empresas. Nenhum agente, por sua vez, arrecadou individualmente mais que 31,15% 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 em quarenta e oito horas, 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 está exigindo hipotecas para garantir o integral repasse das contas recebidas. Atualmente, apenas um de seus agentes arrecadadores já outorgou imóvel em hipoteca, estando os demais em fase de processo de oferta de bens.

Até 31 de março de 2000, a Cosern pretende ter mais de 95% dos pontos de arrecadação informatizados, isto é, munidos de equipamentos para leitura ótica das contas. Com esse sistema será possível reduzir a possibilidade de fraudes por parte dos arrecadadores, melhorar o controle da arrecadação, reduzir o prazo de repasse dos valores de dois dias para um dia e agilizar o descredenciamento dos agentes inadimplentes.

#### *Débitos de Liquidação Duvidosa e Contas Pendentes*

Em 31 de dezembro de 1999, a Cosern tinha um total de contas pendentes no valor aproximado de R\$ 50,1 milhões, dos quais R\$ 32,6 milhões eram devidos por entidades do setor público.

A distribuição das contas vencidas, separada em setor público e setor privado, por tempo de vencimento, está demonstrada abaixo:

	1999	1998
<b>VENCIDAS SETOR PRIVADO</b>		
ATÉ 30 DIAS	7.212	6.861
ATÉ 60 DIAS	2.000	2.264
ATÉ 90 DIAS	875	1.171
ATÉ 180 DIAS	1.769	2.346
MAIS DE 180 DIAS	5.627	6.757
	17.483	19.399
<b>VENCIDAS SETOR PÚBLICO</b>		
ATÉ 30 DIAS	2.218	2.901
ATÉ 60 DIAS	1.493	2.348
ATÉ 90 DIAS	2.047	1.765
ATÉ 180 DIAS	2.800	2.071
MAIS DE 180 DIAS	24.078	21.567
	32.636	30.652
<b>TOTAL VENCIDAS</b>	<b>50.119</b>	<b>50.051</b>
<b>A VENCER</b>	<b>13.786</b>	<b>10.502</b>
	63.905	60.553
<b>SERVIÇO TAXADO</b>	<b>882</b>	<b>1.572</b>
<b>ARRECADAÇÃO EM PROCESSO DE CLASSIFICAÇÃO</b>	<b>659</b>	<b>(2.968)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>65.446</b>	<b>59.157</b>

Fonte: Cosern

Segundo as regras introduzidas pelo extinto DNAEE, as concessionárias de energia não podem estabelecer provisões para débitos de liquidação duvidosa oriundos do setor público.

Em 31 de dezembro de 1999, a provisão da Cosern para débitos duvidosos era de R\$ 18,2 milhões, comparada com R\$ 13,9 milhões em 31 de dezembro de 1998. Nos últimos anos, um grande número de consumidores do setor público, incluindo companhias municipais de água e saneamento, têm falhado no pagamento pontual de suas contas, o que fez com que o valor total das contas desses consumidores inadimplentes, por mais de 180 dias, atingisse R\$ 24 milhões em 31 de dezembro de 1999.

Dando prosseguimento a sua estratégia pós-privatização, a Companhia iniciou a renegociação dos débitos com os consumidores mais importantes. Os termos da renegociação envolveram o parcelamento das dívidas e o compromisso de pagar pontualmente as contas futuras. As renegociações mais importantes estão sendo desenvolvidas com a Companhia de Águas e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN e a Prefeitura Municipal de Natal, cujas dívidas somavam, respectivamente, R\$ 55.536,049,00 e R\$ 17.500.867,51 em 31 de dezembro de 1999. Em relação à CAERN, foi concedido um período de parcelamento das dívidas de 60 meses. As dívidas com as prefeituras municipais ainda estão em negociação.

### Fornecedores

O principal fornecedor da Cosern é a CHESF, que supre 99,8% da sua demanda de energia elétrica. A Cosern também compra energia da Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba - SAELPA, mas de forma residual. A tabela a seguir demonstra os montantes de energia elétrica que a Cosern comprou da CHESF e da SAELPA nos últimos cinco anos:

	1999		1998		1997		1996		1995	
	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%	Gwh	%
CHESF	3117,6	99,9	3003,2	99,9	2773,2	99,8	2529,0	99,8	2219,1	99,8
SAELPA	4,4	0,1	4,2	0,1	3,9	0,2	4,0	0,2	3,8	0,2
Total	3122,0	100	3007,4	100	2777,1	100	2533,0	100	2222,9	100

Fonte: Cosern

Antigamente, 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 três novos contratos, a saber: (i) de compra e venda de energia; (ii) de uso da rede de transmissão e (iii) conexão ao sistema de transmissão. Esses dois últimos contratos estão descritos no item “Contratos Relevantes”, sendo que do primeiro segue uma breve descrição.



O contrato de compra e venda foi celebrado em 7 de janeiro de 2000, tendo prazo até 31 de dezembro de 2005. Este contrato tem por objeto a compra e venda de energia (montante de MWh contratado no mês e colocado à disposição da 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 subsequente. A Cosern 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 diem*; e (ii) multa de 2 % (dois por cento) sobre o valor total do débito.

A Resolução ANEEL nº 451, de 29 de dezembro de 1998, homologou os montantes de energia e demanda de potência contratados aos geradores para as concessionárias de distribuição das regiões norte e nordeste. Esta Resolução estipula uma fase de transição que as concessionárias deverão observar até a total implementação do MAE. A energia elétrica contratada pela Cosern em 2000 e 2001 deverá ser (em MW médio), respectivamente, 439 e 467. A tabela abaixo prevê os montantes mensais de demanda contratada em 2000 e 2001 (em MWh/h), de acordo com a citada Resolução:

Ano/Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
2000	599	590	593	585	584	584	589	604	636	653	665	676
2001	639	631	633	626	624	624	629	646	679	696	710	723

Fonte: Cosern

A partir do ano 2002 até o ano 2005, os montantes contratados com a CHESF serão gradualmente reduzidos da seguinte forma:

- I - no ano 2002, correspondente a 100% dos valores indicados para 2001;
- II - no ano 2003, correspondente a 75% dos valores indicados para 2001;
- III - no ano 2004, correspondente a 50% dos valores indicados para 2001;
- IV - no ano 2005, correspondente a 25% dos valores indicados para 2001;

O último reajuste das tarifas de suprimento foi estabelecido pela Resolução 143, de 9 de junho de 1999. Este reajuste foi implementado em três etapas e somou aproximadamente 13,5%. O preço da tarifa para demanda e energia contratada segue conforme a tabela abaixo.

Tarifas do Contrato Inicial		
Demanda (R\$/kWh)	Energia (R\$/MWh)	Período
2,15	21,78	10/06 até 07/07/99
2,30	23,23	08/07 até 06/08/99
2,44	24,65	A partir de 07/08/99

Fonte: Cosern

## Patentes e Marcas

A Cosern não possui nenhuma marca nem patente registrada no Instituto Nacional de Propriedade Industrial.

## Recursos Humanos

Após a privatização, a Cosern iniciou um amplo programa de reorganização de seus quadros de funcionários com o objetivo de adaptar a Companhia à nova gestão privada. Este programa baseia-se (i) na redução do quadro de empregados; (ii) implantação de uma nova filosofia de trabalho; e (iii) no treinamento dos empregados.

### *Quadro de empregados*

Em 31 de dezembro de 1997, a Companhia empregava 1.270 funcionários com uma despesa de pessoal de R\$ 58 milhões por ano. Após a privatização, foi implementado um Programa de Transformação e Demissão Voluntária que resultou numa redução do quadro de funcionários para 752 em 31 de dezembro de 1998 e 620 em 31 de dezembro de 1999. A despesa de pessoal, em decorrência disso, caiu para R\$ 22 milhões no ano passado.

### *Nova filosofia de trabalho*

O Programa de Transformação e Demissão Voluntária baseia-se na implantação de uma nova filosofia de trabalho, caracterizada por: (i) uma nova estrutura administrativa; (ii) modernização de instalações e equipamentos; (iii) novos padrões operacionais; (iv) reforma laboral (implicando na melhora do relacionamento do empregado com a Companhia); e (v) treinamento e motivação dos empregados.

---

### *Treinamento*

Antes da privatização, a Cosern enfrentava problemas, especialmente no atendimento ao consumidor, em função da falta de treinamento dos seus funcionários e porque, muitas vezes, esses serviços eram realizados por empresas subcontratadas.

Para solucionar esta situação, a Cosern investiu: (i) na reciclagem da sua mão-de-obra, selecionando novos profissionais oriundos de convênios celebrados com escolas técnicas e universidades; e (ii) no treinamento dos funcionários de carreira da Companhia visando atualizá-los às mudanças tecnológicas implementadas na Companhia.

Como consequência desses projetos, pode-se ver na tabela abaixo a evolução do número de funcionários e o aumento da produtividade por funcionário desde a privatização:

	1999	1998	1997
nº de funcionários	620	752	1.270
nº de consumidores por empregado	1.051	833	468
nº de vendas por empregado (MWh)	4.292	3.354	1.782

Fonte: Cosern

### *Acordo Coletivo*

A Cosern e o Sindicato dos Trabalhadores das Indústrias de Energia do Rio Grande do Norte – SINTERN celebraram acordo coletivo de trabalho, válido para o período de 1º novembro de 1999 à 31 de outubro de 2001, pelo qual (i) foi mantido o Programa de Demissão Voluntária; (ii) estipulou o reajuste do salário dos empregados para ano 2000 em 6%, acrescido de um abono que varia em função do cargo; e (iii) foram assegurados benefícios, tais como plano de saúde, plano odontológico e gratificação por tempo de serviço para quem já a possuía. No caso específico do plano de saúde, a contribuição da Cosern passou de 20% do valor do prêmio para 27,5% no ano 2000 e 30% em 2001.

A Administração acredita que a Cosern possui um bom relacionamento com o Sindicato da categoria, elemento fundamental para a implantação da nova filosofia de trabalho na Companhia.

## *Segurança e Medicina do Trabalho*

Após a privatização, a Companhia iniciou um plano para redução de seus altos índices de acidente no trabalho, contemplando: (i) a utilização de procedimentos e tecnologias de trabalho mais seguras; (ii) renovação da frota de veículos; (iii) inspeções periódicas de segurança; (iv) medidas preventivas e treinamento de segurança; (v) levantamento do perfil de saúde do trabalhador; e (vi) trabalhos abordando aspectos comportamentais dos empregados.

Como resultado dessa política, os índices de acidentes no trabalho evoluíram positivamente nos últimos três anos, conforme se vê da tabela abaixo:

Índices	1997	1999	Redução (97/99)
Nº de Acidentados	37	9	75,56%
Taxa de Frequência	15,14	6,57	56,60%
Taxa de Gravidade	5.387	578	89,27%

Fonte: Cosern

## **Contratos Relevantes**

Os contratos mais relevantes celebrados pela Cosern são: o Contrato de Concessão, o Contrato de Compra e Venda de Energia, o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e o Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão.. Com exceção do Contrato de Compra e Venda de Energia que está descrito no item “Fornecedores” do capítulo “Negócios da Cosern”, os demais contratos tem seus principais aspectos abordados abaixo.

### *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 166 Municípios do Estado do Rio Grande do Norte. Em condições excepcionais e sujeito 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 Cosern deve comunicar o Poder Concedente antes de desenvolver atividades empresariais diversas da exploração da referida concessão, e contabilizar as receitas assim auferidas em separado.

A Cosern 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 (veja o capítulo “Negócios da Cosern – Faturamento e Arrecadação”).

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 cominado; (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; e (iv) 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. 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 dão também causa à extinção da concessão.

A Cosern 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 subsequente. 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 Cosern cobra tarifas homologadas pelo Poder Concedente (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Consumidores - Tarifas”).

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.

Em 21 de dezembro de 1998, a ANEEL enviou à Cosern relatório de fiscalização contendo trinta determinações e quarenta e quatro recomendações sobre aspectos comerciais e técnicos da exploração da concessão pela Companhia. Durante o ano de 1999, a Cosern manteve entendimentos com a ANEEL sobre essas determinações e recomendações, de modo que a autarquia considerou a maior parte delas como atendidas ou aceitou as justificativas da Companhia. Apenas quatro determinações não foram cumpridas pela Companhia e somente três recomendações não foram acatadas. A ANEEL estipulou uma multa para a Cosern por terem os limites de duração de interrupções sido ultrapassados no primeiro e segundo trimestres de 1998. Em dezembro de 1998, a Cosern encaminhou carta à ANEEL argumentando que ela não dispunha de ferramentas de gerenciamento de redes que permitiriam o cálculo e pagamento da multa pecuniária, pois não conseguia distinguir os consumidores afetados dos não afetados pelos desligamentos dos referidos conjuntos. A ANEEL não acatou o argumento da Cosern e manteve a determinação.

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 Cosern quando verificar que dele possam resultar danos aos serviços concedidos ou tratamento diferenciado aos consumidores.

#### *Contrato de Uso do Sistema de Transmissão*

O contrato de uso do sistema de transmissão foi celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão (“Concessionárias”) e a Cosern, em 15 de outubro de 1999. O objeto do contrato é estabelecer os termos que regularão o uso da rede básica de transmissão pela Companhia.

As Concessionárias prestarão 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 pagará 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 a serem pagos às Concessionárias serão reajustados mediante regulamentação da ANEEL, e também de acordo com os contratos de concessão. O pagamento será 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 subsequente. Sobre parcelas em atraso incidirão 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, e o processo de ressarcimento deverá ser conduzido pelo próprio ONS. As indenizações serão rateadas da seguinte forma: (i) 60% para os agentes de distribuição; (ii) 20% para os agentes de geração; e (iii) 20% para os agentes de transmissão. Este rateio valerá apenas até 31 de março de 2000, quando o ONS definirá novo critério.

#### *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.

O objeto do contrato é 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, os investimentos necessários a manutenção das instalações, envolvendo a substituição de equipamentos com vida útil vencida e obsoletos e implementação de automação. No caso de ocorrer qualquer violação da capacidade operativa dessas instalações, as partes se comprometem a avaliar a necessidade de implementar os ajustes técnicos e comerciais necessários para se adequar ao novo valor de demanda.

A Cosern pagará à CHESF mensalmente os devidos encargos, de acordo com os montantes e regras estabelecidos pela ANEEL. Até 31 de maio de 2000, os encargos serão de R\$ 252.166,67.

Os pagamentos serão feitos em três parcelas, sendo: (i) até o dia 15 do mês seguinte ao mês de uso da conexão; (ii) até o dia 25 do mês seguinte ao mês de uso; e (iii) até o dia 5 do mês subsequente. Sobre parcelas em atraso incidirão multa moratória de 2% e juros de 12% ao ano.

### *Seguros*

A Cosern possui diversos seguros referentes a suas instalações, alguns de seus automóveis e seus funcionários. Tais seguros estão de acordo com as práticas internacionais habitualmente adotadas para o setor. O quadro a seguir sintetiza as informações referentes às seguradoras contratadas, prazo dos contratos e sua cobertura.

	<b>VIDA EM GRUPO</b>	<b>ACIDENTES PESSOAIS</b>	<b>RESPONSABILIDADE CIVIL</b>	<b>INCÊNDIO E DANOS ELÉTRICOS</b>
Seguradora	Sulamérica Seguros	Sulamérica Seguros	Paulista Seguros	Aliança do Brasil
Cobertura	Empregados	Diretores	Danos pessoais, materiais e morais contra terceiros	Prédios, Subestações, Conteúdo e Danos Elétricos
Importância Segurada	15 vezes o salário base, limitado a R\$100.000,00	Morte Natural: R\$ 61.597,00 Morte Acidental: R\$123.194,00	Incêndio R\$ 1.200.000,00 Danos Elétricos:	R\$ 29.875.620,00 R\$ 15.606.128,00
Prazo do Seguro	1/5/2000	Indeterminado	17/11/1999 a 31/3/2000	1/4/1999 a 1/4/2000
Prêmio Anual	R\$ 3.966,24	R\$ 570,24	R\$ 26.920,44	R\$ 13.010,75



---

## **Fatores Macroeconômicos**

Há basicamente três fatores macroeconômicos principais que exercem influência direta nos negócios da Cosern: inflação, taxa de juros e crescimento econômico.

### *Inflação*

O comportamento da inflação tem dois efeitos sobre a Companhia. O primeiro refere-se ao seu endividamento. Em 31 de dezembro de 1999, a Cosern possuía R\$ 61,5 milhões em dívidas indexadas ao IGP-M, que é um dos principais índices nacionais para aferição da inflação. Este valor representava aproximadamente 39% do seu endividamento total. Assim, qualquer variação positiva ou negativa da inflação tem um impacto direto no passivo da Cosern (veja o capítulo “Comentários da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais”).

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. O último reajuste anual, por exemplo, foi de 5,34% enquanto que o IGP-M indicou inflação anual de 7,92% para o mesmo período. 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 – Consumidores – Tarifas”).

### *Taxa de Juros*

A política monetária do Governo Federal tem efeitos sobre o passivo financeiro da Cosern. Em 31 de dezembro de 1999, a Cosern tinha 36% de seu endividamento total indexado a taxa paga pelo Certificado de Depósito Interfinanceiro – CDI. Além disso, 8% e 3% 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 “Comentários da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais”).

---

## *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. Tendo em vista que a energia elétrica é a grande fonte de energia, tanto das residências como do comércio e da indústria do Rio Grande do Norte, o nível da atividade econômica tem uma relação direta com a demanda por energia elétrica (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Mercados de Atuação – Panorama do Estado do Rio Grande do Norte”).

## **Ação Governamental e Regulamentação do Setor Elétrico**

### *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 entrou em crise. O sistema elétrico brasileiro aproximara-se da falência em 1993, 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%. Em meados da década de 90, o Governo Federal encomendou e realizou uma série de estudos sobre a privatização e a reformulação do setor elétrico brasileiro. Durante a mesma década, diversas empresas distribuidoras de energia elétrica foram privatizadas e algumas leis foram promulgadas para reestruturar o setor.

A reestruturação do setor elétrico foi concebida com base na substituição do modelo de monopólio estatal, operado sob condições econômicas reguladas, pelo sistema de livre formação dos preços, controlado pela livre concorrência.

A fim de introduzir e fomentar a concorrência, foram instituídos novos elementos e estruturas no mercado, tais como: a privatização de companhias estatais, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a desverticalização do setor (separação das atividades de geração, transmissão e distribuição), a criação das figuras do Consumidor Livre e do Produtor Independente, a ampliação da atuação do Autoprodutor, a possibilidade de livre comercialização de energia por quase todos os agentes do mercado e a criação do Mercado Atacadista de Energia - MAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Concorrência”).

Foi definida, entretanto, uma fase de transição para implementação da livre negociação de energia, que durará até o ano de 2005, durante a qual a maior parte da energia comercializada, aquela objeto dos contratos iniciais, terá seus preços sujeitos a homologação pela ANEEL.

### *Panorama Legislativo*

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

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 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) a 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) a 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) o Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, que regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor;
- iv) a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, sucessora do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, e definiu o regime econômico-financeiro dos contratos de concessão de serviço público de energia elétrica;

- v) a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que dispôs sobre a política energética nacional e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE;
- vi) a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que autorizou o Governo Federal a promover a reestruturação societária da Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias Centrais Elétricas Sul do Brasil S/A - ELETROSUL, Centrais Elétricas Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE, Cia. Hidroelétrica do São Francisco - CHESF e Furnas Centrais Elétricas S/A, 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) o 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.

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 de outros órgãos e associações com competência para regular aspectos técnicos ou comerciais específicos.

#### *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 - embora o Poder Público possa determinar que as instalações de transmissão de interesse restrito de centrais de geração, ou de âmbito próprio de concessionário de distribuição, sejam consideradas integrantes dos respectivos serviços de geração ou distribuição.

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, eventual e temporária, dos 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 2655/98 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 aquelas indicadas na Resolução nº 66, de 16 de abril de 1999, da ANEEL.

As instalações e equipamentos considerados integrantes da Rede Básica de Transmissão são operadas segundo Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão celebrado entre os concessionários de transmissão e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - 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 a homologação pela ANEEL, estabelecendo as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso das instalações de transmissão (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Contratos Relevantes - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão”); e
- ii) Contrato de Conexão com as concessionárias de transmissão, com interveniência do ONS e sujeito a homologação pela ANEEL, estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão e os respectivos encargos (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Contratos Relevantes - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão”).

A distribuição de energia elétrica 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 direito de fornecer e comercializar energia elétrica aos consumidores ali situados.

Atualmente, a energia de que necessitam os distribuidores para suprir seu mercado é por eles adquirida principalmente através de contratos (“Contratos Iniciais”) cujos montantes de energia e de demanda de potência obedecem às determinações do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS e do Coordenador para Operação Interligada - GCOI (e, no que disser respeito ao Sistema Elétrico Norte/Nordeste, do Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON), segundo preços homologados pela ANEEL.

De acordo com o art. 10, inciso II da Lei nº 9.648/98, a partir de 2003 os montantes de energia e de demanda de potência sob Contratos Iniciais serão gradualmente reduzidos à razão de 25% ao ano, até que em 2006 os distribuidores deverão comprar toda a sua energia sob condições livremente negociadas (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Fornecedores”).

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

### *Consumidores*

Os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 Kv e que tenham carga igual ou maior que 10 MW podem optar por adquirir energia de qualquer outro concessionário, permissionário ou autorizado a prestar serviço de energia elétrica do sistema interligado. Da mesma forma, novos consumidores que se instalarem na área de distribuição de determinada concessionária ou permissionária e cuja carga seja igual ou maior que 3 MW, atendidos em qualquer tensão, poderão escolher livremente seu fornecedor. A partir de julho de 2000, os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 Kv com carga igual ou maior que 3 MW gozarão da mesma opção que hoje assiste àqueles com carga igual ou maior que 10 MW. A partir de 2003, esse direito poderá ser estendido a outros consumidores com tensão e/ou carga mais baixa, a critério da ANEEL (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Consumidores – Consumidores Livres”).

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. Quanto aos demais consumidores (também designados “consumidores cativos”), vigoram as tarifas estabelecidas pelo contrato de concessão celebrado entre o distribuidor e o Poder Concedente.

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 (art. 15, §6º da Lei nº 9.074/95) e determina que a compra-e-venda de energia elétrica seja contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição (art. 9º da Lei nº 9.648/98).

#### *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 9.074/95 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 Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, que regulava e fiscalizava o setor sob o regime anterior.

São atribuições da ANEEL, entre outras:

- i) regulamentar e fiscalizar a prestação de serviços de energia elétrica executados sob concessão, fazendo cumprir as disposições regulamentares e contratuais aplicáveis;
- ii) homologar reajustes e proceder à revisão de tarifas;
- iii) aplicar as penalidades previstas na regulamentação e no contrato de concessão;
- iv) estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio ambiente e conservação;
- v) zelar pela boa qualidade dos serviços concedidos e receber, apurar e solucionar queixas e reclamações dos usuários;
- vi) intervir no serviço, com o fim de assegurar sua adequada prestação;

- vii) extinguir a concessão, nos casos previstos em lei e na forma prevista no contrato de concessão;
- viii) incentivar a competitividade;
- ix) promover licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- x) dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, Produtores Independentes e Autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores; e
- xi) fixar os critérios para cálculo do preço de transporte a ser pago por consumidores livres e seus fornecedores pelo acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionários e permissionários de serviço público, e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos.

As companhias prestadoras de serviços de energia elétrica devem recolher à ANEEL a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE. Essa taxa é calculada anualmente, em função do benefício econômico auferido por cada empresa, e recolhida em duodécimos. Para os anos de 1999 e 2000, o valor da TFSEE devida pela Cosern foi de R\$584.968,58 e R\$759.145,30, respectivamente.

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.

*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 50MW, (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 os valores inferiores aos acima referidos, assim como Consumidores Livres. A faculdade de participar do MAE é reservada ainda aos Autoprodutores de energia elétrica cuja central termelétrica tenha capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração 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. 6º da Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998, da ANEEL, do montante de energia comercializado por participantes do MAE com consumidores finais, pelo menos 85% deverá estar coberto por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos de compra de energia, cuja duração seja no mínimo de dois anos.

A tabela abaixo mostra a quantidade de Contratos Bilaterais registrados no MAE em 1999:

CONTRATOS BILATERAIS			
(Registrados no MAE em 1999)			
MÊS	QUANTIDADE	PONTA MWh	FORA DE PONTA MWh
Agosto	13	7.566	149.366
Setembro	21	19.656	278.620
Outubro	10	6.625	116.165
Novembro	10	6.252	109.350
Dezembro	8	7.513	128.232

Fonte: MAE

A Cosern já tem experiência em negociação de Contratos Bilaterais no âmbito do MAE. De setembro à dezembro de 1999, a Companhia vendeu 99,4 mil MWh para a Centrais Elétricas - Furnas, empresa geradora de energia elétrica. De agosto à dezembro de 1999, a Companhia vendeu 16,8 mil MWh para a Empresa Energética de Sergipe - Energipe, distribuidora de energia elétrica no Estado de Sergipe. A energia vendida corresponde às sobras de 3,4 milhões de MWh contratados com a CHESF para o ano de 1999.

Todas as operações de negociação de energia elétrica no âmbito do MAE transitam pelo Sistema de Contabilização e Liquidação, operado pelo Administrador do Sistema de Contabilização e Liquidação - ACL, onde são registrados os Contratos Bilaterais e é feita a valoração e liquidação financeira dos negócios no Mercado de Curto Prazo (a liquidação financeira dos Contratos Bilaterais é feita diretamente entre as partes contratantes).

O MAE é administrado pela Assembléia Geral dos participantes, por uma sociedade prestadora de serviços constituída por seus membros, denominada ASMAE, e pelo Conselho Executivo do MAE - COEX.

---

*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 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, 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 são ainda hoje 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, Assembleia 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. Os membros associados do ONS 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.

## COMENTÁRIOS DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E OS RESULTADOS OPERACIONAIS

**Comentários a respeito das variações das contas da demonstrações de resultado da Cosern nos três últimos exercícios sociais.**

O quadro abaixo contém as demonstrações de resultado da Cosern comparadas nos três últimos exercícios sociais e as respectivas variações percentuais conta a conta. Logo abaixo seguem os comentários sobre cada conta.

CLASS:	1997	AH	1998	AH	1999	AH
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	255.818	100,00%	296.647	115,96%	338.938	132,49%
1 Fornecimento/Suprimento	251.306	100,00 %	293.339	116,72%	336.242	133,79%
2 Outras Receitas	4.512	100,00 %	3.308	73,41%	2.696	59,74%
(-) DEDUÇÕES	(52.265)	100,00%	(59.624)	114,08%	(75.987)	145,39%
3 Tributos Sobre Vendas	(48.382)	100,00 %	(55.066)	113,82%	(71.255)	147,28%
4 Encargos do Consumidor	(3.883)	100,00 %	(4.558)	117,38%	(4.732)	121,86%
(=) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	203.553	100,00%	237.023	116,44%	262.951	129,18%
(-) DESPESA DO SERVIÇO	(246.280)	100,00%	(204.081)	82,87%	(204.437)	83,01%
5 Pessoal	(58.863)	100,00 %	(42.137)	71,58%	(22.862)	38,84%
6 Material	(5.305)	100,00 %	(4.839)	91,22%	(5.020)	94,63%
7 Serviço de Terceiros	(17.401)	100,00%	(17.853)	102,60%	(20.464)	117,60%
8 Energia Elétrica Comprada	(87.161)	100,00 %	(98.689)	113,23%	(116.681)	133,87%
9 Depreciação/Amortização	(11.225)	100,00 %	(11.806)	105,18%	(18.193)	162,08%
10 Provisão para Contingências	(57.120)	100,00%	(4.714)	8,25%	(2.966)	5,19%
11 Provisão para Créditos Liquidação Duvidosa	(2.399)	100,00%	(12.524)	522,05%	(7.991)	333,10%
12 Outras Despesas	(6.806)	100,00 %	(11.519)	169,25%	(10.260)	150,75%
(=) RESULTADO DO SERVIÇO	(42.727)	100,00 %	32.942	-77,10%	58.514	-136,95%
(=) RESULTADO FINANCEIRO	(36.479)	100,00%	5.361	-14,70%	(37.521)	102,86%
13 Receitas Financeiras	4.236	100,00 %	28.681	677,08%	21.081	497,66%
14 Despesas Financeiras	(40.715)	100,00 %	(23.320)	57,28%	(58.602)	143,93%
(=) RESULTADO OPERACIONAL	(79.206)	100,00%	38.303	-48,36%	20.993	-26,50%
(=) RESULTADO NÃO OPERACIONAL	(13.833)	100,00 %	(402)	2,91%	(1.035)	7,92%
15 Receita não Operacional	11.798	100,00 %	991	8,40%	278	2,36%
16 Despesa não Operacional	(25.631)	100,00 %	(1.393)	5,43%	(1.373)	5,36%
(=) LUCRO ANTES IR E CS E REVERSÃO						
JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	(93.039)	100,00%	37.901	-40,74%	19.898	-21,39%
17 (-) CONTRIBUIÇÃO SOCIAL EIR	0		49.000		(8.011)	
(=) LUCRO ANTES PARTICIPAÇÃO						
E REVERSÃO JUROS SOBRE CAPITAL	(93.039)	100,00%	86.901	-93,40%	11.887	-12,78%
18 Participação dos Empregados e Adm.	0		(441)		(390)	
(=) LUCRO ANTES DA REVERSÃO DOS						
JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	(93.039)	100,00%	86.460	-92,93%	11.497	-12,36%
19 Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0		0		18.979	
(=) LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(93.039)	100,00%	86.460	-92,93%	30.476	-32,76%
Lucro Líquido por Ação Capital Realizado						

*Fornecimento/Suprimento:* o crescimento constante verificado neste item foi resultado do aumento do mercado fornecido da Cosern (Vendas de Energia) que apresentou crescimento médio da ordem de 11,33% em 1998 e 5,66% em 1999, conjugado com o aumento médio das tarifas nos percentuais de 6,93% em 1998 e 6,01% em 1999, além da redução das perdas de 18,53% em 1997 para 14,77% em 1999 (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Serviços – Perdas”).

*Outras Receitas:* destaca-se neste item a conta Serviços Taxados que até o ano de 1997 apresentava diversas irregularidades nos procedimentos contábeis, as quais vêm sendo corrigidas nos exercícios seguintes.

*Tributos Sobre Vendas:* os Impostos registrados nesse item apresentam, em 1998, crescimento um pouco inferior ao das vendas, o que se verificou devido a um incremento maior nas vendas de classes com alíquotas menores de ICMS. Já em 1999, o incremento registrado é superior ao das vendas de energia em virtude da elevação da alíquota da COFINS e do aumento da base de cálculo da COFINS e do PIS.

*Encargos do Consumidor:* refere-se ao valor da Reserva Global de Reversão – RGR. O crescimento verificado decorre do crescimento do mercado, uma vez que a RGR é fixada pela ANEEL a cada ano em função do faturamento.

*Pessoal:* as despesas de Pessoal apresentaram uma queda expressiva no período 1997 – 1999, cabendo ao último ano a maior redução. Em 31 de dezembro de 1997, havia 1.270 empregados, número este reduzido para 751 em 31 de dezembro de 1998 e 620 em 31 de dezembro de 1999. A queda na despesa de pessoal verificada em 1998 não foi proporcional à redução do quadro em consequência dos custos de desligamento, que em 1999 tiveram menor peso, permitindo refletir melhor os efeitos do ajuste (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Recursos Humanos”).

*Material:* o programa de redução de custos implantado na Cosern refletiu na manutenção das despesas com materiais em níveis quase constantes no triênio analisado. Quando comparadas à Receita Operacional Líquida, demonstra-se o ganho de eficiência, variando o múltiplo de 2,61% em 1997 para 2,04% em 1998 e 1,91% em 1999.

*Serviço de Terceiros:* da mesma forma, a despesa com Serviços de Terceiros sofreu variação no triênio apenas em função da remuneração da operadora, conforme contrato de assistência técnica e transferência de “know-how” firmado em 1998 (veja o capítulo “Transações com Partes Relacionadas”). A relação dessa despesa com a Receita Operacional Líquida passou de 8,55% em 1997 para 7,53% em 1998 e 7,78% em 1999, demonstrando que a redução do quadro de pessoal próprio não foi acompanhada de um aumento da terceirização na mesma proporção.

*Energia Elétrica Comprada:* o incremento no valor da Energia Elétrica Comprada equivale ao incremento do Fornecimento de Energia. Os ganhos obtidos com a diminuição das perdas de energia verificada no período (18,53% para 14,77%) possibilitaram esta situação.

*Depreciação/Amortização:* o incremento no valor da Depreciação refletiu, em 1998, a ativação no decorrer do ano de investimentos feitos pela Companhia, aumentando a base de cálculo. Em 1999, o valor das Despesas com Depreciação foi sensivelmente elevado dado o maior valor de investimentos ativados e o aumento nas alíquotas de depreciação determinado pela ANEEL.

*Provisão para Contingências:* em dezembro de 1997, foi efetuada a provisão registrada para fazer face ao pagamento de ações trabalhistas contra a Companhia, que já se mostravam com baixa possibilidade de sucesso por parte da Cosern, o que se verificou posteriormente. Em 1998 e 1999 a despesa realizada refere-se basicamente à atualização monetária das causas em andamento e ao acréscimo de novas causas, deduzidas das negociações levadas a efeito pela Companhia, além da inclusão de causas cíveis, como a que se refere à majoração da tarifa de fornecimento de energia em 1986 (veja o capítulo “Pendências Administrativas e Judiciais”).

*Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa:* a modificação das premissas gerais da Companhia a partir da Privatização se fez sentir também nesta despesa que, mais conservadora, elevou-se significativamente em 1998, e que em 1999 já foi apropriada em níveis considerados satisfatórios dado o nível de inadimplência existente.

*Outras Despesas:* o incremento deve-se principalmente à elevação das despesas com aluguéis, propaganda e publicidade, CPMF, anteriormente registrada como despesa financeira, e a uma iniciativa da Companhia em complementar a contribuição ainda restante ao Fundo de Pensão da Cosern (FASERN) de alguns ex-empregados que já se aproximavam do tempo necessário para se aposentarem.

*Receitas Financeiras:* em 1998, foi corrigido o procedimento de reconhecimento de receitas de atualização monetária e juros dos parcelamentos de contas de energia, que não atendiam ao regime de competência, sendo lançado um volume significativo de receitas não reconhecidas em períodos anteriores. Em 1999, com a situação regularizada, a Companhia registrou adequadamente as correções das dívidas dos clientes. Este item também foi incrementado em 1999 por uma receita financeira decorrente de deságio na aquisição de Títulos junto à Previdência Social para quitação de um parcelamento de dívidas previdenciárias firmado antes da privatização.



*Despesas Financeiras:* em 1997, a Companhia estornou valores a acréscimos moratórios sobre contas de energia aplicadas em anos anteriores a clientes em desacordo com as determinações do Órgão Regulador. Esta regularização somada à correção monetária dos financiamentos e aos encargos da dívida, incrementou o valor das despesas financeiras da Cosern. Em 1998, com o acerto acima já efetuado e com a correção monetária dos financiamentos reduzida pela queda de seu principal indexador, o IGPM (Índice Geral de Preços do Mercado – Fundação Getúlio Vargas), as despesas financeiras apresentaram uma redução significativa, que só não foi mais intensa devido ao aumento dos encargos da dívida, com o CDI (Certificado de Depósito Interbancário) chegando a uma taxa média de 28,57% no ano de 1998. Em 1999, os encargos da dívida se mantiveram no mesmo patamar, com o CDI médio do ano em 25,13%. As variações monetárias se elevaram devido ao aumento no IGPM, 1,78% em 1998 e 20,10% em 1999, o que aumentou as despesas financeiras do ano de 1999. A estes dois fatores expostos acima somou-se o montante pago a título de Juros sobre Capital Próprio em 1999, determinando o crescimento nas despesas financeiras da Companhia (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Fatores Macroeconômicos”).

*Receita Não Operacional:* no ano de 1997, o Estado do Rio Grande do Norte procedeu a uma remissão do ICMS devido pela Cosern, o que determinou um valor atípico de Receitas não Operacionais da Cosern, que não voltou a se repetir nos anos seguintes.

*Despesa Não Operacional:* em 1997, a Companhia realizou a reversão da CME - Correção Monetária Especial, o que fez suas Despesas não Operacionais se elevarem a um patamar que não mais se verificou nos anos de 1998 e 1999, quando seus valores, decorrentes de perdas com a desativação e alienação de bens do ativo imobilizado, voltaram a níveis adequados às operações da Cosern.

*Contribuição Social e Imposto de Renda:* os valores registrados neste item são proporcionais ao Resultado da Companhia e em conformidade com a Legislação vigente em cada exercício. Cabe ressaltar que a Companhia optou, em 1998, pelo registro de seu IR (Imposto de Renda) Diferido referente a benefícios fiscais de prejuízos anteriores, em contrapartida a seu Ativo (Circulante e Realizável), conforme lhe facultava a Lei, o que fez com que fosse verificado uma variação atípica nesta rubrica em 1998, voltando aos patamares normais da Cosern em 1999.

*Participação dos Empregados e Administração:* a partir de 1998, a Companhia começou a distribuir participações a seus empregados e administradores, proporcional a metas previamente estabelecidas e ao Resultado da Cosern como um todo, como definido em seu Estatuto Social.

---



*Reversão dos Juros Sobre Capital Próprio*: este item é função dos Juros Sobre Capital Próprio distribuídos pela Cosern, que retornam para fins de apuração do Resultado do Exercício.

### **Impacto da inflação nos resultados da Cosern**

No tocante aos níveis tarifários, no Contrato de Concessão, como também nos demais Contratos de mesma natureza celebrados entre a ANEEL e os demais Concessionários de Distribuição de Energia Elétrica, está previsto reajuste a partir de uma fórmula que contempla a variação do IGPM – Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas. Além disso, há na fórmula de reajuste outro componente que contempla variações ocorridas nos “custos não administráveis” das Distribuidoras de Energia e que são considerados para o cálculo dos reajustes tarifários. Assim, Receitas estão vinculadas a Custos mediante um índice de correção nacionalmente reconhecido como um registro de variações de preços na economia (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Consumidores – Tarifas”).

Isto posto, resta considerarmos a parcela dos financiamentos da Companhia que está vinculada a índices que registram variações de preços na economia e que, consequentemente, afetarão os níveis de Despesas Financeiras da Cosern e seus Resultados (veja o capítulo “Atividades da Cosern – Fatores Macroeconômicos”). Abaixo, tabela contendo um “breakdown” dos financiamentos da Companhia, seus índices de correção e as parcelas de cada um no endividamento total:

INDEXADOR	%	R\$ (MIL)
IGPM	39	61.463
CDI	36	56.935
TR	08	12.016
FINEL	05	7.225
UFIR	03	5.203
TJLP	03	4.778
OUTROS	06	9.470
Total	100	157.090

### **Discussão e análise das demonstrações de Resultado da Companhia face a seus compromissos financeiros**

Os compromissos financeiros da Companhia, representados pelo item “Encargos da Dívida” em sua Demonstração de Resultados divulgada através das “Demonstrações Financeiras Padronizadas de 1999” apresentadas à CVM – Comissão de Valores Mobiliários, apresentam os seguintes valores: R\$ 11.167 mil em 1997, R\$ 20.791 mil em 1998 e R\$ 22.458 mil em 1999. Para fazer face a estes compromissos a Companhia apresentou um

“EBITDA” (“*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*”) negativo na ordem de R\$ 31.501 mil em 1997, e positivos de R\$ 44.748 mil em 1998 e R\$ 76.707 mil em 1999. A margem de geração do EBITDA tem se verificado da ordem de -15,65% em 1997, 18,88% em 1998 e 29,17% em 1999 da Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços.

## Origens e aplicação de recursos

O quadro abaixo contém as demonstrações de origens e aplicações de recursos da Cosern comparadas nos três últimos exercícios sociais e respectivas suas variações percentuais conta a conta. Logo abaixo seguem os comentários sobre cada um dos três últimos exercícios sociais da Companhia.

ORIGENS DE RECURSOS		1997	AV	1998	AV	1999	AV
CLASSE:							
1	<b>Da Operação</b>	(37.414)	303%	54.164	50%	62.731	44%
	Lucro/Prejuízo do Exercício	(93.039)	754%	86.460	128%	30.476	22%
	Valores que não repres. Mou. Cap. Circulante	55.625	-451%	(52.295)	-77%	32.285	23%
	Depreciação	11.225	-91%	11.805	17%	18.193	13%
	Variações Monetárias de Longo Prazo	17.507	-142%	(10.120)	-15%	12.688	9%
	Correção Monetária do Balanço	0	0%	0	0%	0	0%
	Crédito de Beis Ativo Imobilizado Baixados	2.643	-21%	153	0%	1.467	1%
	Remineração da Imobilização em Curso	0	0%	0	0%	0	0%
	Baixa da CME - Lei 8.200/91	24.250	-196%	0	0%	0	0%
	IR e CS Diferidos Ativos	0	0%	(57.437)	-85%	0	0%
	Contribuição Social Diferida Passiva	0	0%	3.059	5%	(236)	0%
	Provisão para Perdas - Investimentos	0	0%	243	0%	143	0%
2	<b>Da Administração</b>	14.629	-118%	3.639	5%	55.355	39%
	Receitas Destinadas a Aumento de Capital	12.505	-101%	0	0%	0	0%
	Reversão de Dividendos Declarados	0	0%	2.019	3%	0	0%
	Remineração de Beis e Direitos	1.585	-13%	1.620	2%	2.923	2%
	Integralização de Capital	0	0%	0	0%	52.435	37%
	Ações em Tesouraria	538	-4%	0	0%	0	0%
3	<b>Recursos de Terceiros</b>	10.438	-85%	25.972	44%	23.140	16%
	Obrigações Especiais	(4.290)	35%	8.861	13%	4.276	3%
	Empréstimos e Financiamentos Longo Prazo	6.493	-53%	2.668	4%	7.620	5%
	Outros Aumentos do Exigível Longo Prazo	6.033	-49%	822	1%	0	0%
	Transferência para o Ativo Circulante	2.202	-18%	17.621	25%	11.244	8%
4	<b>TOTAL DE RECURSOS ORIGINADOS</b>	(12.347)	100%	67.775	100%	141.229	100%

APLICAÇÕES DE RECURSOS		1997	AV	1998	AV	1999	AV
CLASSE:							
5	<b>Aplicações</b>	41.335	100%	120.932	100%	136.992	100%
	Adições ao Realizável Longo Prazo	0	0%	0	0%	3.092	2%
	Aquisição de Investimento	12	0%	0	0%	0	0%
	Aquisição de Imobilizado	25.085	61%	41.757	35%	61.875	45%
	Transferência para o Passivo Circulante	11.773	28%	23.995	20%	28.489	21%
	Amortização de Impostos Parcelados a LP	0	0%	0	0%	10.372	8%
	Transferência para o Realizável Longo Prazo	4.465	11%	5.180	4%	4.212	3%
	Dividendos Propostos	0	0%	50.000	41%	28.952	21%
6	<b>TOTAL DE RECURSOS APLICADOS</b>	41.335	100%	120.932	100%	136.992	100%

CLASS:	ACRÉSCIMO/DECRÉSCIMO CAP. CIRC.	1997	AV	1998	AV	1999	AV
7	Variação do Ativo Circulante	(5.634)	10%	15.967	-80%	13.649	322%
	Ativo Circulante no Início do Exercício	84.549	-157%	78.915	-148%	94.882	2239%
	Ativo Circulante no Fim do Exercício	78.915	-147%	94.882	-178%	108.531	2562%
8	Variação do Passivo Circulante	(48.048)	80%	(69.124)	130%	(9.412)	-222%
	Passivo Circulante no Início do Exercício	74.263	-138%	122.311	-230%	191.435	4518%
	Passivo Circulante no Fim do Exercício	122.311	-228%	191.435	-360%	200.847	4740%
9	TOTAL DA VARIAÇÃO NO CAP. CIRC.	(53.682)	100%	(53.157)	100%	4.237	100%

Em 1997, a Cosern apresentou geração negativa de recursos com operações, destacando-se o Prejuízo do Exercício que influenciou toda a sua geração, ficando a mesma deficitária em R\$ 12.347 mil. Além disso, a Companhia aplicou recursos no valor total de R\$ 41.335 mil. Tal situação determinou um decréscimo em seu Ativo Circulante em R\$ 5.634 mil, além do incremento em seu Passivo Circulante em R\$ 48.048 mil. Pode-se observar que o valor mais expressivo das aplicações foi o que se destinou a aquisições de Imobilizado (61%).

Em 1998, a Cosern gerou recursos da ordem de R\$ 67.775 mil, com destaque para o Lucro Líquido do Exercício, a partir dos quais se propôs a aplicações no montante de R\$ 120.932 mil, para os quais foi necessário aumento no Passivo Circulante no valor de R\$ 69.124 mil, o que possibilitou, ainda, aplicações de R\$ 15.967 mil no Ativo Circulante. Neste exercício, os dividendos propostos pela Companhia ocuparam lugar de destaque nas Aplicações de recursos (41%), seguido da aquisição de Imobilizado (35%).

Em 1999, a Companhia gerou recursos de R\$ 141.229 mil, com destaque para a Integralização de Capital por parte dos sócios (37%) e o Lucro Líquido do Exercício (22%). Com tais recursos, a Cosern efetuou aplicações no montante de R\$ 136.992 mil, destacando-se, novamente, a aquisição de Imobilizado (45%), além do que houve elevação de seu Passivo circulante em R\$ 9.412 mil e em seu Ativo Circulante em R\$ 13.649 mil.

## Liquidez

Abaixo, os índices de Liquidez apurados com base nas “Demonstrações Financeiras Padronizadas” da Companhia, de 31 de dezembro de 1999, apresentadas à CVM – Comissão de Valores Mobiliários:

ÍNDICES DE LIQUIDEZ	1997	AV	1998	AV	1999	AV
CORRENTE	0,6452	100,00%	0,4956	76,81%	0,5403	83,74%
SECA	0,6112	100,00%	0,4867	79,63%	0,5265	86,15%

## VALORES MOBILIÁRIOS

Os únicos valores mobiliários emitidos pela Cosern são as ações que compõem o seu capital social e notas promissórias para distribuição pública, conforme descrito a seguir.

### Capital Social

O capital social da Cosern é de R\$ 140.413.333,25, totalmente subscrito e integralizado, dividido em 168.074.028 ações nominativas escriturais, das quais 142.434.336 são ordinárias, 22.155.805 são preferenciais da classe “A” e 3.483.887 são preferenciais da classe “B”. As ações da Cosern estão registradas para negociação na Bolsa de Valores Regional e na Bovespa, tendo sido inexpressivo o número e volume de negócios realizados com as ações nos últimos doze meses.

Os acionistas com mais de 5% por cento do capital votante da Cosern estão distribuídos da seguinte forma:

ACIONISTA	ON	%	PNA	%	PNB	%	TOTAL	%
COELBA	79.331.132	55,70	3.310.028	14,94	2.185.095	62,72	84.826.255	50,4
Guaraniana	39.678.201	27,86	1.655.541	7,47	1.092.895	31,37	42.426.637	25,24
Estado do Rio Grande do Norte			10.688.539	48,24	-		10.688.539	6,36
Uptick Part. S.A.	7.475.238	5,25	311.897	1,41	205.897	5,91	7.993.032	4,76
Total	142.434.336	100	22.155.805	100	3.483.887	100	168.074.028	100

### Notas Promissórias

A Cosern deliberou em 16 de setembro de 1999 a emissão de 120 (cento e vinte) notas promissórias, nominativas, com valor unitário de R\$ 500.000,00 (quinhentos mil reais), perfazendo o montante de R\$ 60.000.000,00 (sessenta milhões de reais), para colocação pública.

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. As notas promissórias podem ser resgatadas antecipadamente, observado o prazo mínimo de 30 dias após a emissão, na forma da Instrução CVM 134/90.

## PENDÊNCIAS ADMINISTRATIVAS E JUDICIAIS

A Cosern é parte em diversas ações de natureza cível, trabalhista e fiscal oriundas do curso normal de seus negócios. Em 31 de dezembro de 1999, o provisionamento total para contingências judiciais era de R\$ 28 milhões, sendo R\$ 11,5 milhões para ações trabalhistas, R\$ 6,3 milhões para ações cíveis e R\$ 10,2 milhões para ações fiscais. A Companhia também possui R\$ 5,5 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.

Contingência	1.999			1.998		
	Provisão		Depósitos Judiciais	Provisão		Depósitos
	No exercício	Acumulada		No exercício	Acumulada	
<b>Judiciais</b>						
<b>Trabalhistas</b>						
Salário Complessivo	547	2.895	2.348	-	3.152	2.348
Resíduo Salarial	-	4.365	1.344	-	4.446	841
Horas Extras	-	1.529	844	-	2.332	844
Outros	831	2.766	946	-	3.826	946
<b>Cíveis</b>						
Eletroplessão	157	1.590	-	1.433	1.433	-
Indenização Danos Elétricos	62	132	-	70	70	-
Aumento de Tarifa (Plano Cruzado)	1.369	4.580	-	3.211	3.211	-
Total contingências trabalhistas e cíveis	2.966	17.857	5.482	4.714	18.470	4.979
<b>Fiscais</b>						
COFINS	2.417	7.192	-	4.775	4.775	-
INSS	107	612	-	505	505	-
PIS	824	2.376	-	1.552	1.552	-
Total contingências fiscais(1)	3.348	10.180	- (1)	6.832	6.832	-
<b>TOTAL</b>	<b>6.314</b>	<b>28.037</b>	<b>5.482</b>	<b>11.546</b>	<b>25.302</b>	<b>4.979</b>

(1) Estes valores são contabilizados nas rubricas próprias, nas contas de resultado, não fazendo parte da conta de provisão para contingências.

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 e salário complessivo (salário que engloba parcelas distintas sem especificá-las, o que é vedado na legislação brasileira). Essas ações estão em diferentes fase processuais, sendo remota a perspectiva de êxito da Cosern. A Cosern acredita que o provionamento efetuado para essas contingências são suficientes para fazer frentes às indenizações.

As principais ações cíveis, descritas a seguir, referem-se a indenizações por morte decorrentes de acidentes resultantes de descargas elétricas, restituição de tarifas cobradas durante o Plano Cruzado, execução contra devedor solvente.

Atualmente, existem quatorze ações de indenização por acidentes resultantes de descargas elétricas, também conhecidas por eletroplessão, contra a Cosern, sendo que em apenas uma delas houve sentença, estando as demais em fase de instrução. Na grande maioria das ações os autores não estipulam o valor pedido de indenização, deixando ao arbítrio do magistrado. Em grande parte dos acidentes, existe culpa concorrente, i.e., 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\$1,6 milhão 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 quarenta e seis de ações pleiteando a restituição dessa majoração, sendo que a maioria está em fase de instrução. A Companhia tem provisionado parte dos pedidos de restituição, apenas no período compreendido entre os meses de março a novembro de 1986, na linha daquilo que vem sendo decidido pelos tribunais.

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 – FECOERN, no valor de R\$4,8 milhões. Essa ação está em fase de execução de sentença e a Cosern pretende buscar ressarcimento junto à FECOERN tendo em vista que a mesma ainda possui bens.

Existem quatro processos de Execução Fiscal movidos pela Fazenda Municipal do Município de Mossoró, no valor de R\$1,1 milhão, relativos à cobrança de supostos valores de ISS não recolhidos pela COSERN ao referido Município. A COSERN não provisionou este valor e acredita que suas chances de êxito são bastante significativas, por se tratar de incidência de imposto em serviços diretamente vinculados à comercialização de energia elétrica, os quais estão sujeitos a imunidade tributária prevista no artigo 155, § 3º da Constituição Federal..



## TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A principal operação entre empresas relacionadas de que a Cosern é parte refere-se a um contrato de assistência técnica com a Iberdrola Energia S.A (“Iberdrola Energia”), subsidiária espanhola da Iberdrola S.A, um dos acionistas controladores da Companhia. Esse contrato, firmado em maio de 1998 e aprovado pela ANEEL, estipula em termos gerais que a Iberdrola Energia prestará serviços de assistência técnica, gestão e operação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica da Cosern, incluindo gestão de pessoal, financeira, comercial, técnica e administrativa. Como contraprestação, a Cosern pagará despesas e honorários do pessoal da Iberdrola Energia que vier a prestar serviços na Cosern, bem como um honorário semestral a título de sucesso na operação da empresa. Esse honorário de sucesso baseia-se em percentual sobre a razão entre a Margem Operacional Bruta (EBITDA) e as Receitas Operacionais Líquidas da Cosern. A Cosern lançou como despesas de “honorários de operador” em 1999 e 1998, no contexto desse contrato, respectivamente R\$ 3,3 milhões e R\$ 2,7 milhões.

A Cosern também tem contratos de fornecimento de serviços e equipamentos com outras empresas ligadas direta ou indiretamente à Iberdrola S.A. Segue abaixo tabela contendo lista das empresas ligadas com que a Cosern tem contratos de fornecimento, bem como o passivo com as mesmas em 31 de dezembro de 1999 e 1998 (valores em mil Reais).

	<b>Passivo Circulante</b>	
	<b>1999</b>	<b>1998</b>
<b>Controladoras</b>		
Contrato de mútuo		
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA	-	37.784
Assistência técnica – performance fee		
Iberdrola Energia S.A.	<b>1.753</b>	2.749
<b>Fornecedores</b>		
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA	<b>9</b>	911
Iberdrola Energia S.A.	-	79
<b>Ligadas</b>		
<b>Fornecedores</b>		
Iberdrola Ingenierie y Consultoria, S.A	<b>1.404</b>	2.520
Iberdrola S.A.	-	389
Iberdrola Sistemas	<b>219</b>	330
AMARA Brasil	<b>27</b>	-
Gamesa Comercial Brasil	<b>125</b>	-
TRACOL Serviços Elétricos S.A	<b>190</b>	51
<b>Total</b>	<b>3.727</b>	44.813
<b>Fornecedores</b>	<b>(1.974)</b>	(4.280)
<b>Sociedades controladoras e ligadas</b>	<b>1.753</b>	40.533

---

## SISTEMA NACIONAL DE DEBÊNTURES

### Introdução

As debêntures serão negociadas através do 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 Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos – CETIP.

### 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 temos: (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. A 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 a 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 a seus representantes comunicando o valor total por aquela devido. O resgate antecipado das debêntures não é automático, devendo a companhia emissora solicitar tal resgate à CETIP.

---

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 através do sistema caso atendam a todos os debenturistas de forma equânime, para que aquele que venha 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 através 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.

O SND registrará, entre outros, os seguintes negócios relativos às debêntures: (i) venda definitiva; (ii) venda com recompra ou revenda com ou sem preço unitário fixado; (iii) antecipação de recompra ou revenda; (iv) caução das debêntures.

### **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 depósito 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.

## **EMISSORA**

### **COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN**

Companhia Aberta - CNPJ nº 08.324.196/0001-81 - NIRE nº 24300000502

Rua Mermoz, 150  
59025-250 - Natal - RN

## **COORDENADORES**

### **BB - BANCO DE INVESTIMENTO S.A.**

Setor Bancário Sul, Quadra 01, Bloco C - 5º andar  
70089-900 - Brasília - DF

### **BANCO BILBAO VIZCAYA BRASIL S.A.**

Av. Antônio Carlos Magalhães, 2728  
41840-000 - Salvador - BA

### **BANCO CITIBANK S.A.**

Av. Paulista, 1.111 - 12º andar  
01311-920 - São Paulo - SP

## **BANCO MANDATÁRIO**

### **BANCO DO BRASIL S.A.**

Setor Bancário Sul, Quadra 04, Bloco C, Lote 32  
70089-900 - Brasília - DF

## **AGENTE FIDUCIÁRIO**

### **PAVARINI DTVM LTDA.**

Rua Sete de Setembro, 99 - 16º andar  
20050-005 - Rio de Janeiro - RJ

## **CONSULTOR JURÍDICO**

### **LEVY & SALOMÃO ADVOGADOS**

Av. Brigadeiro Faria Lima, 2.601 - 5º andar  
01473-900 - São Paulo - SP

## **APOIO TÉCNICO**

### **PROSPECTUS CONSULTORIA S/C LTDA.**

Rua da Alfândega, 25 - sala 602  
20070-000 - Rio de Janeiro - RJ



(11) 259-3000