Relatório e Contas 1999

GRUPO EDP

REN

Rede Eléctrica Nacional, S.A.

6

reg. 506
Ec 10366

Av. Estados Unidos da América, 55 . 1749-061 Lisboa
Tel. (351)21 001 31 00 . Fax (351)21 001 33 10

Relatório e Contas 1999

Índice

6 **MENSAGEM DO PRESIDENTE**

11 **ORGANIGRAMA, ÓRGÃOS SOCIAIS E CORPO DIRECTIVO**

15 **RELATÓRIO DE GESTÃO DO EXERCÍCIO**

16 **Súmula dos Factos mais Relevantes do Exercício**

22 **Actividade Empresarial**

22 Exploração e evolução do Sistema Electroprodutor

34 Exploração da Rede Nacional de Transporte

40 Evolução da Rede Nacional de Transporte

49 Protecção do Meio Ambiente

50 Estudos e Desenvolvimento

51 Comunicação empresarial

52 Conformidade com o ano 2000

53 Política da Qualidade

53 Recursos Humanos

59 Relações com as Empresas do Grupo EDP no âmbito da Prestação de Serviços

59 Regulação do Sector Eléctrico

61 Cooperação. Actividade internacional

63 Evolução económica e financeira

78 Considerações finais

83 Anexo

85 **DOCUMENTOS DE PRESTAÇÃO DE CONTAS**
86 Balanço Analítico em 31 dos Dezembro de 1999
88 Demonstração dos Resultados
92 Anexo ao Balanço e Demonstração dos Resultados

115 **DOCUMENTOS DE APRECIAÇÃO E CERTIFICAÇÃO**
116 Certificação Legal de Contas
117 Relatório e Parecer do Fiscal Único
118 Relatório do Revisor Oficial de Contas
119 Extracto da Acta da Assembleia Geral de Accionistas da REN

121 **ANEXO ESTATÍSTICO**
122 Principais Indicadores
123 Evolução dos investimentos anuais a preços correntes
124 Elementos anuais 1999
125 Evolução do comprimento das linhas da Rede de Transporte (km)
125 Evolução das potências instaladas nas Subestações da Rede Nacional de Transporte (MVA)

Mensagem do Presidente

1 – O ano de 1999 foi um ano pleno de acontecimentos de importância decisiva não só para a REN, como para todo o sector eléctrico português. A abertura do mercado, através da entrada em vigor da Directiva 96/92/CE e da definição do patamar de elegibilidade para os clientes não vinculados, a aceitação e início de actuação da REN como agente externo no mercado eléctrico espanhol, a aplicação, pela primeira vez, do novo Regulamento Tarifário, com a diferenciação das componentes das tarifas de venda por tipo de actividade, e a publicação do Regulamento do Despacho, detalhando as formas concretas de separação e articulação das funções reguladas no interior da REN caracterizaram o início de uma nova época, marcada pela liberalização, cujo desenvolvimento e evolução irão trazer alterações de grande importância nos próximos anos.

Da esquerda para a direita:
Eng.º Orlando Francisco Pereira da Graça Lobo - Vogal;
Eng.º João Alexandre do Nascimento Batista - Presidente;
Eng.º Hugo Alberto de Sá Carneiro d'Assumpção - Vogal.

2 – Neste enquadramento em mutação rápida, que exige uma crescente eficiência e capacidade de adaptação, a REN pôde manter um excelente desempenho económico, traduzido em resultados operacionais de 19,1 milhões de contos e em resultados líquidos de 12,6 milhões de contos. Este último número, apesar de inferior ao valor homólogo do ano anterior, superou mesmo assim os objectivos orçamentais. O *cash-flow* gerado atingiu 25,3 milhões de contos, permitindo financiar completamente o investimento e a conservação diferida da Empresa e reduzir o seu endividamento.

3 – Os valores anteriores já reflectem a alteração do quadro regulatório na passagem de 1998 para 1999. Segundo o novo enquadramento, a totalidade das receitas das actividades reguladas da REN passa a depender de um novo sistema tarifário, conceptualmente equilibrado e transparente mas cuja aplicação concreta no ano de 1999 sofreu, em nosso entender, uma interpretação redutora com reflexos nos resultados do exercício. Apesar disso, uma performance económica superior à prevista nos aspectos controláveis pela Empresa, algumas

circunstâncias conjunturalmente favoráveis e uma elevada capacidade de exploração das limitadas oportunidades de negócio externas ao ambiente regulado permitiram atenuar os seus efeitos.

4 – Os custos de aquisição de energia cifraram-se em 323,5 milhões de contos, superiores em 16,6% aos de 1998, continuando a representar 93% dos custos operacionais e continuando fortemente condicionados pelos contratos de aquisição de energia, pela evolução do preço dos combustíveis, particularmente desfavorável na segunda metade de 1999, e pela baixa hidraulicidade do ano. As vendas de electricidade ascenderam a 352,0 milhões de contos, apenas 9,0% acima do valor de 1998. A compensação recebida por correcção de hidraulicidade, praticamente nula em 1998, atingiu 11,9 milhões de contos em 1999 o que, adicionado aos proveitos das vendas, conduz a "proveitos corrigidos" superiores em 12,7% ao valor homólogo de 1998.

5 – Prosseguiram as acções de racionalização generalizada de métodos e procedimentos, incidindo sobre o volume de investimentos, os encargos com fornecimentos externos e a renovação de efectivos. Os esforços desenvolvidos, norteados pela preocupação de não pôr em causa as actividades essenciais e regulares de conservação e manutenção, não obstaram a um ligeiro aumento dos custos de funcionamento da Empresa devido, essencialmente, a algumas actividades não recorrentes onde se destacam os custos das acções específicas de preparação de conformidade com o "ano 2000", as acções de reestruturação de acordo com os novos regulamentos, apoiadas por um consultor especializado, e os encargos com o secretariado e a presidência da UCTE.

6 – A qualidade de serviço do Transporte de Electricidade, medida em termos de disponibilidade global, foi a melhor de sempre, caracterizando-se por um Tempo de Interrupção Equivalente de 3,22 minutos, comparável ao das melhores empresas congéneres, tendo presente que há uma quantidade apreciável de instalações e equipamentos de alta tensão (60 kV) que continua integrada na Rede de Transporte. O número de incidentes com interrupção de serviço foi baixo, embora se mantenha o elevado peso, no valor global da energia não fornecida, de qualquer incidente na zona de Lisboa. A preocupação com a qualidade do serviço junto do cliente final levou à assinatura, durante 1999, de Protocolos

de Exploração entre a REN e cada uma das Distribuidoras, revendo e sistematizando procedimentos em regime normal e perturbado.

7 – O investimento cifrou-se em 10,3 milhões de contos, a custos totais, superior em 15% ao registado em 1998. Uma parte deste resultado deve-se a obras comparticipadas, para ligação de grandes clientes, e à extensão da rede de fibras ópticas.

Das instalações incorporadas em 1999 destaca-se a subestação de Sete Rios, em Lisboa, alimentada por cabo subterrâneo a 220 kV e peça fundamental da penetração da muito alta tensão no interior da cidade. Todavia, subsistiram em 1999 as dificuldades de construção ou remodelação de linhas, indispensáveis à segurança de abastecimento de certas zonas, nomeadamente de Lisboa, já iniciadas há alguns anos mas que a Empresa foi forçada a interromper por razões alheias à sua vontade.

8 – No quadro dos investimentos não directamente relacionados com a infra-estrutura da Rede de Transporte prosseguiu a instalação e ensaio dos equipamentos e aplicações informáticas associadas ao Novo Despacho e foi adjudicado o sistema de informação do Gestor de Ofertas, elemento indispensável ao funcionamento do mercado de energia eléctrica previsto no texto dos regulamentos.

9 – No âmbito do novo quadro regulamentar, a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) publicou em 22 de Abril o "Regulamento do Despacho", completando deste modo a emissão dos Regulamentos pelos quais era responsável. Na sequência dessa publicação a REN preparou os três Manuais de Procedimentos nele consignados – "Agente Comercial do SEP", "Gestor de Sistema" e "Gestor de Ofertas" – enviados à ERSE para apreciação. Preparou igualmente várias minutas de Acordos de Acesso e Utilização das Redes, elemento contratual essencial à actuação no mercado de clientes e produtores não vinculados. Tal como previsto nos Regulamentos, a "Comissão de Utilizadores das Redes", onde a REN tem um representante, iniciou a sua actividade junto da ERSE.

10 – Nos termos da legislação em vigor, a REN apresentou à DGE em Maio de 1999 o documento "Alternativas de Expansão do Sistema Electroprodutor do SEP para o período 2000-2020", o qual veio a servir de base ao "Plano de Expansão do Sistema Eléctrico de Serviço Público" aprovado pelo Ministro da

Economia em Julho de 1999. No âmbito da Rede Nacional de Transporte, a Empresa preparou, para aprovação da ERSE, dois extensos documentos sistemáticos, respectivamente a "Caracterização da Rede Nacional de Transporte" e o "Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2000-2005". Finalmente, foram ainda preparados outros documentos de índole técnica ou financeira, designadamente relativos às contas reguladas, por actividade, solicitados pela ERSE. Este breve resumo é suficientemente elucidativo do volume e diversidade dos trabalhos desenvolvidos pela REN para dar cumprimento cabal ao novo quadro regulatório.

11 – As mudanças aceleradas na envolvente internacional do sector, sobretudo no âmbito da União Europeia, levaram a REN, em sintonia e com o acordo prévio do Conselho de Administração da EDP, S.A., a reformular a sua presença e participação em organizações internacionais, procurando dar-lhes um sentido e valor estratégicos e contribuindo activamente para a configuração do mercado interno de energia a partir da sua própria experiência especializada no transporte e gestão de sistemas eléctricos. Nessa matéria é de realçar o exercício da presidência e do secretariado da União para a Coordenação do Transporte de Electricidade (UCTE) e a participação na constituição e no Comité Directivo da nova Associação Europeia de Operadores de Redes de Transporte (ETSO).

12 – A prioridade na política de recursos humanos centrou-se na formação, orientada sobretudo para as necessidades da nova etapa da vida da REN, num ambiente em que a adaptação, a actualização tecnológica e as capacidades de gestão são as chaves do êxito futuro. A orientação da actividade de formação esteve e estará cada vez mais dirigida para acções de maior sentido estratégico e valor acrescentado. Por outro lado, tem-se procedido a uma renovação de quadros médios e superiores, tecnicamente actualizados e capazes de continuar a garantir os elevados níveis de qualidade de serviço característicos da Empresa.

13 – A importância e complexidade das questões associadas à conformidade com o chamado "problema informático do ano 2000", particularmente críticas para a exploração coordenada do sistema eléctrico, levaram a REN a intensificar durante 1999 as acções que vinham a

ser desenvolvidas desde anos anteriores, em estreita articulação com a operação global coordenada a nível do Grupo EDP. Essas acções cumpriram integralmente o seu objectivo prioritário, não se registando qualquer perturbação na passagem do ano, e promoveram uma modernização dos sistemas da Empresa. O carácter crítico da gestão centralizada do sistema eléctrico para o seu funcionamento sem incidentes justificou a presença dos Presidente e Vice-Presidente do Conselho de Administração da EDP, bem como de toda a Administração da REN, nas instalações do Despacho Nacional durante a passagem do ano.

14 – A entrada em vigor da nova Directiva veio acelerar a mudança no sector eléctrico nacional. Nenhum agente pode ficar indiferente a essas mudanças e muito menos a REN com as responsabilidades que, por concessão, lhe estão cometidas. A consciência desta situação levou a empresa a rever estratégias e a adoptar novos procedimentos por forma a não provocar atrasos nem motivar razões de queixa na nova conjuntura. O facto de a REN ser simultaneamente detentora da Rede de Transporte e responsável pela gestão global do sistema é fonte de importantes sinergias que o novo quadro organizativo veio realçar e que permitirão mais facilmente reunir, manter e desenvolver as competências adequadas para fazer face aos desafios futuros.

15 – A terminar, é grato reconhecer que, nas complexas situações criadas, a REN tem respondido com sucesso. Tal ficou a dever-se à compreensão do accionista e à capacidade técnica e dedicação dos colaboradores, com os quais continuamos a contar para levar a bom termo as tarefas a enfrentar. Graças ao esforço realizado por toda a organização, a REN é hoje uma empresa mais flexível e eficaz no desempenho das suas funções, aberta ao seu accionista, atenta aos seus trabalhadores e responsável perante a sociedade.

João Alexandre Nascimento Baptista
- Presidente

Organigrama, Órgãos Sociais e Corpo Directivo

Organigrama, Órgãos Sociais e Corpo Directivo

Mesa da Assembleia Geral

Eng.º João José Saraiva Torres
Presidente

Eng.º António Raimundo Madeira Lau
Vice-Presidente

Dr. António Manuel Pacheco de Castro
Secretário

Conselho de Administração

Eng.º João Alexandre do Nascimento Baptista
Presidente

Eng.º Orlando Francisco Pereira da Graça Lobo
Vogal

Eng.º Hugo Alberto de Sá Carneiro d'Assumpção
Vogal

Órgão de Fiscalização

M. Rodrigues, B. Assunção e Associado
ROC Efectivo

A. Gândara, J. Monteiro, O. Figueiredo & Ass.
ROC Suplente

Direcções

Direcção de Equipamento e Sistemas
Eng.º António Manuel Neves Carvalho

Direcção de Exploração
Eng.º Artur Manuel Anjos Lourenço

Direcção Administrativa e Financeira
Dr. Manuel M. Cunha Coelho da Silva

Direcção Comercial do SEP
Eng.º Henrique Lobo Ferreira

Direcção de Planeamento da Rede
Eng.º João Pedro da Silva Ricardo

Direcção de Planeamento do Sistema Produtor
Eng.º Vitor Manuel Machado Baptista

Estrutura de Apoio

Assessores do Conselho de Administração
Eng.º João José de Oliveira Fernandes Bichão
Eng.º José Júlio Amarante dos Santos
Eng.º Oscar Emanuel Magalhães Ribeiro

Departamento de Recursos Humanos
Dr. Manuel Joaquim Gomes Quintas Veiga

Departamento de Organização e Informática
Eng.º António Manuel Faria de Sousa Fonseca

Departamento de Controle de Gestão
Eng.º João Miguel Azevedo Santos

Departamento do Gestor de Ofertas
Eng.º Jorge Fernando da Silva Simão

Gabinete de Comunicação
Eng.º Gil Vicente Jorge Marcelino

Gabinete Jurídico
Dr.ª Maria Elvira Teixeira Borges

Gabinete de Regulação e Negociação Tarifária
Eng.º Vitor Manuel Vigário Pinto Vieira

Relatório de Gestão do Exercício

16 **Súmula dos Factos mais Relevantes do Exercício**

22 **Actividade Empresarial**

22 Exploração e evolução do Sistema Electroprodutor

34 Exploração da Rede Nacional de Transporte

40 Evolução da Rede Nacional de Transporte

49 Protecção do Meio Ambiente

50 Estudos e Desenvolvimento

51 Comunicação empresarial

52 Conformidade com o ano 2000

53 Política da Qualidade

53 Recursos Humanos

59 Relações com as Empresas do Grupo EDP no âmbito da Prestação de Serviços

59 Regulação do Sector Eléctrico

61 Cooperação. Actividade internacional

63 Evolução económica e financeira

78 Considerações finais

83 Anexo

Súmula dos Factos mais Relevantes do Exercício

1. A actividade da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 1999 foi marcada pela aplicação da regulamentação para o Sector Eléctrico, publicada em Setembro do ano anterior. Ao longo deste relatório surgem, por isso, referências frequentes à influência determinante desse facto nas diversas vertentes da actividade da Empresa.

2. Como consequência da transposição da Directiva 96/92/CE, o ano de 1999 ficou assinalado pela abertura do mercado de electricidade em Portugal. Desde 19 de Fevereiro de 1999 os consumidores com consumo anual acima de 9 GWh podem requerer à ERSE a atribuição do estatuto de Cliente não Vinculado, escolhendo um fornecedor de energia eléctrica alternativo, exterior ao Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP).

3. No 1º semestre de 1999, a REN efectuou um profundo esforço organizativo para adequar a sua estrutura às exigências decorrentes da nova regulamentação que lhe impôs a individualização das cinco funções reguladas: Gestor de Sistema, Agente Comercial do SEP, Gestor de Ofertas, Acerto de Contas e Transporte de Energia Eléctrica.

Mobilizaram-se igualmente meios significativos para elaborar os Manuais de Procedimentos - do Gestor de Sistema, do Agente Comercial do SEP e do Gestor de Ofertas - previstos na regulamentação. Estes documentos complementam os regulamentos da ERSE e constituem o quadro de referência de actuação da REN no desempenho daquelas funções, garantindo aos vários agentes a adopção de procedimentos transparentes, objectivos, não discriminatórios e auditáveis.

4. Os resultados do ano de 1999 foram já influenciados pela aplicação do novo regime regulatório segundo o qual a quase totalidade das receitas da REN passou a depender de um sistema tarifário, conceptualmente equilibrado, mas cuja aplicação prática sofreu interpretações redutoras. Algumas circunstâncias favoráveis e a eficácia na exploração das limitadas oportunidades de negócio externas ao ambiente regulado atenuaram os efeitos daquela situação. Mesmo assim, o Resultado Líquido cifrou-se em 12,6 milhões de contos e o *cash-flow* em 25,3 milhões de contos, valores inferiores em 15% e 23%, respectivamente, aos homólogos de 1998.

5. Em termos globais, a continuidade de serviço manteve-se em excelente nível tendo-se verificado um novo mínimo do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) que se situou em 3,22 minutos. Os condicionalismos na alimentação à zona da grande Lisboa reflectem-se no facto de, a exemplo de 1998, um único incidente nesta área ter um peso muito elevado no resultado anual - o incidente de 24 de Agosto, iniciado na subestação de Fanhões, foi responsável por 54% da energia não fornecida no ano de 1999.

6. O investimento, a custos totais, situou-se em 10,3 milhões de contos, 15% acima do valor de 1998. Os investimentos para satisfação de solicitações externas (electrificação de linhas férreas, ligações de grandes consumidores e instalação de fibras ópticas) representaram uma parcela muito significativa do investimento total (35%) e atenuaram a dificuldade de concretização de investimentos estruturantes da rede, principalmente em linhas.

7. No ano de 1999 os consumos de energia eléctrica abastecidos pelo Grupo EDP aumentaram 5,9%, excedendo ligeiramente (0,1%) o crescimento do ano anterior. Após a correcção da influência da temperatura e do número de dias úteis, o aumento no ano de 1999 desce para 4,8 %, inferior ao acréscimo equivalente verificado em 1998 que foi de 5,2 %.

A participação das centrais do Grupo EDP na satisfação daquela procura reduziu-se de 82%, em 1998, para 66%. O acréscimo de produção térmica não compensou a redução da produção hídrica, provocada pela baixa hidraulicidade. A maior contribuição das centrais do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) externas ao Grupo EDP reflecte a entrada em serviço industrial da central da Turbogás, responsável por 16% da produção, e o aumento da quota de produção da Tejo Energia, a carvão, para 13%, por agravamento do preço do fuelóleo.

8. As afluências ao subsistema hidroeléctrico foram extremamente baixas situando-se em 68% do valor em ano médio. A generalidade dos meses, com excepção de Setembro e Outubro, registou afluências inferiores à média, sendo os valores do primeiro trimestre anormalmente baixos. Foram recebidos 11,93 milhões de contos do Fundo de Correcção de Hidraulicidade para compensar

Súmula dos Factos mais Relevantes do Exercício

o agravamento dos custos decorrente da redução da contribuição do subsistema hidroeléctrico.

9. A exploração do Sistema Produtor ficou marcada pela entrada em serviço industrial da central da Turbogás. A aceitação contratual para o grupo 1 verificou-se a 30 de Março, para o grupo 3 a 27 de Abril e para o grupo 2 a 20 de Agosto.

10. O total de kWh entregue pela REN às empresas distribuidoras não é uma medida comum às três tarifas associadas às actividades reguladas. Apesar disso, constitui um referencial aceitável para a comparação dos proveitos decorrentes dessas actividades. O quociente dos proveitos da REN, em 1999, decorrentes das actividades reguladas, pela energia entregue às empresas distribuidoras conduz a um valor de 10$01 por kWh entregue.

A relação entre os proveitos das diferentes actividades e os quantitativos de energia associados a cada uma delas (que não corresponde a uma decomposição do valor global anterior) conduz aos seguintes valores por kWh:

- Tarifa de Energia e Potência, 8$68;
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte, $73;
- Tarifa de Uso Geral do Sistema, $58.

11. As transacções comerciais de energia eléctrica entre Portugal e Espanha desenvolveram-se recorrendo a dois instrumentos: através de contratos bilaterais físicos, de curto prazo, e por actuação directa no Mercado de Energia Eléctrica Espanhol.

A REN obteve, em Fevereiro de 1999, o estatuto de Agente Externo junto do referido mercado o que lhe permitiu efectivar vendas de 1 351 GWh no valor de 7 milhões de contos.

12. No âmbito do desenvolvimento da Rede de Transporte salienta-se a construção de um novo injector

220/60 kV, em Lisboa (Sete Rios), cujo posto de 220 kV é blindado e isolado a SF6. A sua alimentação é feita a partir da subestação de Carriche por um cabo subterrâneo a 220 kV que, pela sua extensão, condicionalismos de traçado e nível de tensão, constitui um novo marco nas realizações da REN. Entre os restantes empreendimentos concluídos em 1999 salientam-se:

- O aumento da potência de transformação na subestação de Évora;
- A construção, para alimentação à REFER, dos postos de corte de Ermidas – Sado e Monte da Pedra, integrados no programa de electrificação da rede ferroviária do sul do país.

13. A nova regulamentação do Sector Eléctrico, nomeadamente o Regulamento de Acesso às Redes e Interligações, condicionou fortemente a actividade de planeamento da rede ao fixar um conjunto de obrigações que, embora enquadráveis na prática estabelecida, exigiram ajustes significativos de prazos e de conteúdo. Salienta-se a elaboração do Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2000-2005 (PIR 2000-2005), documento que sucede aos anteriores Planos de Desenvolvimento da Rede, onde se detalham e propõem os investimentos regulados a realizar pela REN até ao final do ano 2005.

14. No domínio das telecomunicações prosseguiu-se o desenvolvimento da Rede de Telecomunicações de Segurança, de acordo com a sua natureza de infra-estrutura essencial à exploração e ao funcionamento dos sistemas de Despacho, de Telecontagem e de Facturação da Produção e de Uso da Rede.

15. O número total de efectivos em serviço na REN oscilou entre 616 e 620, valor em que se fixou no final de 1999, evidenciando a entrada numa fase de estabilização após o processo de redimensionamento iniciado com um quantitativo de 701 no princípio de 1998.

16. A atribuição, em 1999, à EDP do prémio internacional "Corporate Impact Assessment Achievement" é o reconhecimento internacional de que a EDP tem tido uma prática sistemática de aplicação voluntária de métodos e procedimentos de gestão ambiental.

Para a atribuição deste galardão contribuiu explicitamente a actuação

da REN na fase de projecto das linhas Sines - Ferreira do Alentejo e Ferreira do Alentejo - Alqueva, a 400 kV.

Estes novos procedimentos para projecto e Estudo de Impacte Ambiental (EIA) foram acordados com a Direcção-Geral de Energia (DGE) e o Instituto de Promoção

Ambiental (IPAMB) e constituirão, no futuro, a referência para avaliação do impacte ambiental de novos projectos de linhas.

17. A importância e complexidade das questões levantadas pelo chamado "problema informático do ano 2000" levaram a uma intensificação das acções que vinham sendo desenvolvidas em anos anteriores, em articulação com os objectivos do Grupo EDP. Como resultado deste processo não se verificou qualquer incidente ligado à transição para o ano 2000, não tendo sido necessário activar as medidas previstas nos planos de contingência.

18. A entrada em vigor, em Fevereiro de 1999, da Directiva 96/92/CE sobre o mercado interno de electricidade evidenciou vários problemas importantes ligados à sua aplicação prática, que o texto aprovado deixara em suspenso e que era necessário resolver. A Comissão Europeia, os Reguladores e algumas associações do sector, como a UCTE e o Eurelectric, conscientes desses problemas, já há algum tempo que lhe vinham dedicando particular atenção. Contudo, a sua complexidade e urgência de resolução levaram à criação, em Julho de 1999, de uma nova associação, na qual a REN representa Portugal, e que congrega os operadores das redes de transporte dos vários países europeus - a ETSO (European Transmission System Operators).

19. Ainda no âmbito internacional acompanhou-se de perto a evolução

organizativa dos sectores eléctricos dos vários países da União Europeia, com especial atenção à do mercado eléctrico espanhol.

Manteve-se a representação em organismos internacionais (CIGRE, UCTE, IESOE, EURELECTRIC/UNIPEDE, ME-DELEC e IAEA) com participação em estudos e projectos por eles desenvolvidos. Na sequência do que sucedera em 1998, a REN assegurou, durante 1999, a Presidência e o Secretariado da UCPTE, entretanto redenominada UCTE.

20. O relacionamento com Universidades e Organismos de I&D continuou a exercer-se por meio do patrocínio de trabalhos de interesse para o Sistema Eléctrico. O apoio à realização de trabalhos de mestrado ou de fim de curso em temas relacionados com os Sistemas de Transporte de Energia Eléctrica teve expressão destacada através da organização e atribuição, pela quarta vez, do Prémio REN.

Exploração e evolução do Sistema Electroprodutor

Aspectos relevantes

Os aspectos mais relevantes na exploração do sistema electroprodutor, cuja gestão técnica global compete à REN, podem resumir-se nos seguintes pontos:

- Produtibilidade Hidroeléctrica Anual muito abaixo da média, caracterizada por um índice de apenas 0,68, com dois únicos meses acima da média (Setembro e Outubro) e níveis de afluências extremamente baixos no primeiro trimestre.
- Acréscimo de 738 MW na potência instalada em centrais do SEP – dois grupos da central de ciclo combinado da Turbogás.
- Saldo exportador nas trocas de energia eléctrica com Espanha, correspondente a 2,4% do consumo anual.
- Manutenção de forte incremento da energia adquirida aos produtores em regime especial que aumentou 17% relativamente ao valor de 1998.

Produtibilidade hidroeléctrica

O Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica no ano civil de 1999 situou-se em 0,68. Este valor corresponde a uma energia afluente turbinável aos aproveitamentos hidroeléctricos inferior em cerca de 3,5 TWh ao valor em ano médio, tendo uma probabilidade de 90% de ser excedido.

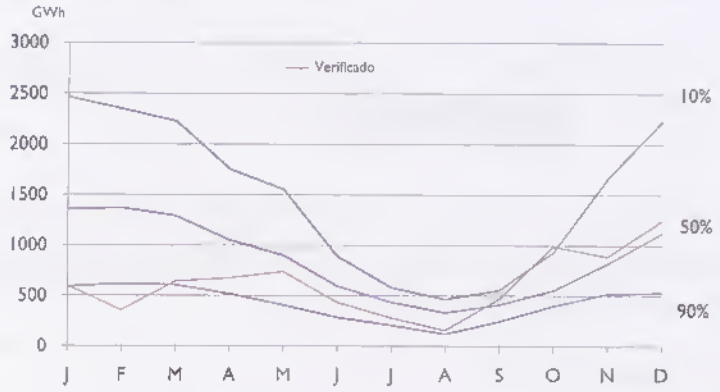
A evolução da hidraulicidade ao longo do ano está caracterizada no quadro e gráficos seguintes. Neles se evidencia que só no último quadrimestre se registaram afluências significativas, com destaque para o mês de Outubro. Os restantes meses foram muito secos, em particular o primeiro trimestre que registou afluências anormalmente baixas.

Energias turbináveis afluentes às Centrais do SEP

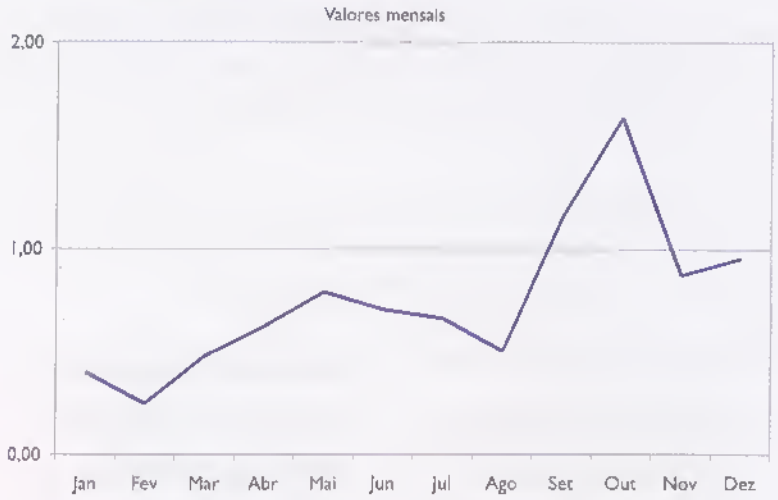
Índice de produtibilidade hidroeléctrica

1998	
Nov.	0,51
Dez.	0,26
1999	
Jan.	0,39
Fev.	0,24
Mar.	0,46
Abr.	0,61
Mai.	0,77
Jun.	0,70
Jul.	0,69
Ago.	0,53
Set.	1,15
Out.	1,58
Ano Hidrológico 1998/99	0,56
Nov.	0,87
Dez.	0,95
Ano Civil 1999	0,68

Curvas de probabilidade de serem excedidas



Índice de produtibilidade hidroeléctrica



Evolução dos consumos de electricidade

Em 1999, o consumo anual de energia eléctrica abastecido pelo Grupo EDP - consumo referido à emissão e sem bombagem, correspondendo ao consumo do País com exclusão dos consumos abastecidos por autoprodução - atingiu 35 795 GWh, traduzindo um crescimento de 5,9%, valor ligeiramente superior (0,1%) ao do ano anterior. Considerada a correcção da influência da temperatura e do número de dias úteis, o aumento no ano de 1999 desce para 4,8%, inferior ao acréscimo equivalente verificado em 1998 que foi de 5,2 %.

Consumos totais referidos à emissão

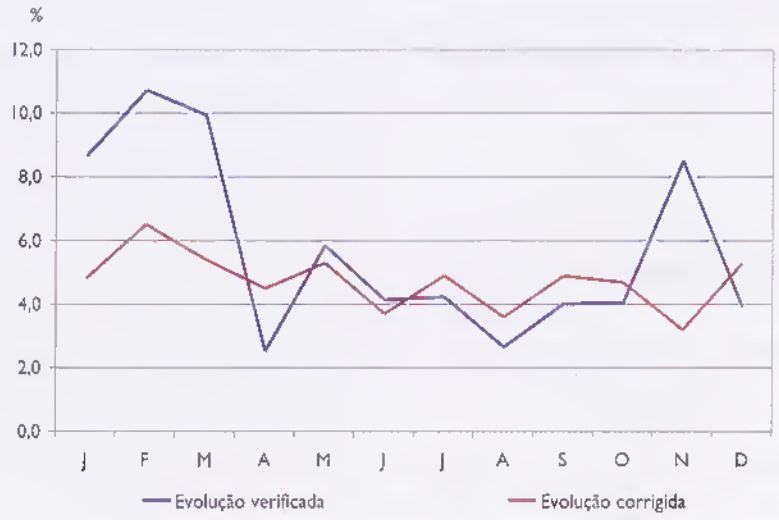
GWh

1998	1999	Variação (%)	Var. corrigida da temperat. e dias úteis (%)
33 809	35 795	+ 5,9	+ 4,8

As evoluções mensais dos consumos, com e sem correcção da temperatura e do número de dias úteis, estão representadas no gráfico seguinte que evidencia o forte crescimento verificado no primeiro trimestre do ano.

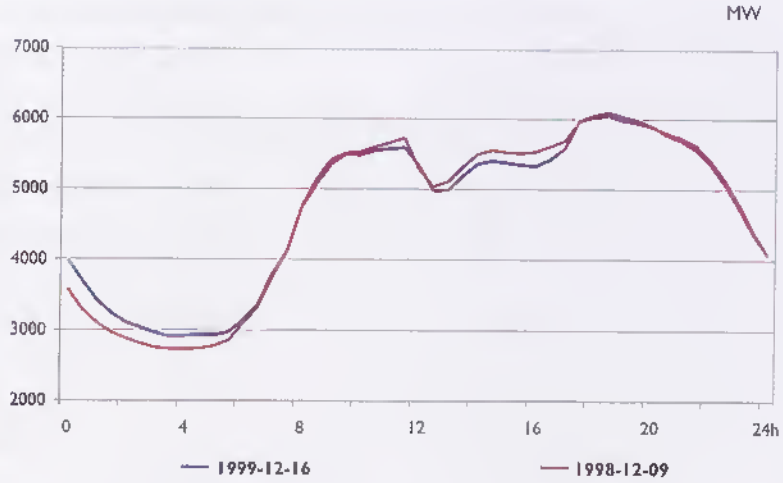
Variação do consumo mensal

relativa ao período homólogo do ano anterior



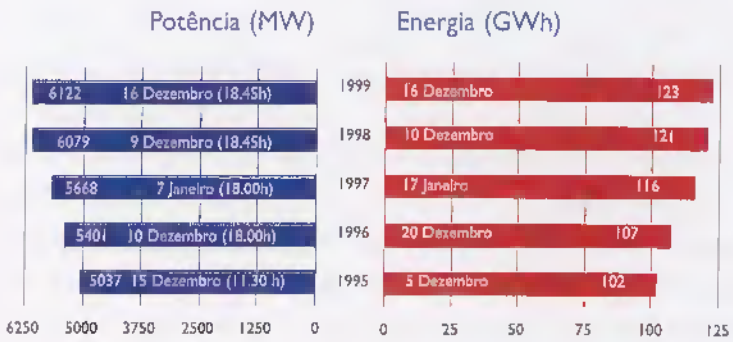
A potência máxima solicitada ao sistema ocorreu em 16 de Dezembro e atingiu 6 122 MW, muito próximo do valor registado em 1998.

No gráfico seguinte indica-se o diagrama de produção diário (a nível da emissão) relativo ao conjunto das centrais do SEP e do SENV nos dias de maior ponta de 1998 e 1999.



Naqueles diagramas não estão incluídas as potências correspondentes às recepções dos autoprodutores e pequenos produtores independentes, cuja potência síncrona com a da ponta nacional se estima em 400 MW.

Os valores máximos diários da potência e da energia, solicitados ao sistema nos últimos cinco anos, constam do gráfico seguinte.



Valores energéticos globais

Potência instalada

A potência instalada no SEP era, no final do ano, de 8 910 MW, dos quais cerca de 41% em centrais hidroeléctricas e 59% em centrais térmicas. O crescimento de 738 MW, relativamente ao final de 1998, resultou da entrada em serviço de dois grupos da central de ciclo combinado da Turbogás.

Daquele total o Grupo EDP detinha uma parcela de 81%, correspondendo a 7 188 MW.

Potências instaladas no Sistema Produtor em 31 de Dezembro

Anos	CPPE				TOTAL	Outras	TOTAL
	Hidráulica	Térmica	Tejo Energia	Turbogás	SEP	EDP	
1993	3 462	3 555	308		7 325	265	7 590
1994	3 497	3 555	308		7 360	262	7 622
1995	3 685	3 555	615		7 855	270	8 125
1996	3 683	3 555	615		7 853	284	8 137
1997	3 683	3 555	615		7 853	294	8 147
1998	3 683	3 505	615	369	8 172	290	8 462
1999	3 683	3 505	615	1 107	8 910	300	9 210

No quadro seguinte registam-se os valores da potência contratual nos centros produtores do SEP.

Potências contratuais do SEP em 31 de Dezembro

MW

Anos	EDP			Tejo Energia	Turbogás	TOTAL
	Hidráulica	Térmica	Subtotal			
1998	3 903	3 327	7 230	584	330	8 144
1999	3 903	3 327	7 230	584	990	8 804

Externamente ao SEP, o Grupo EDP dispunha de mais 300 MW, incorporando os acréscimos efectivados em 1999 (0,76 MW por remodelação da central embebida de France e 9,0 MW da central térmica de queima de resíduos florestais de Mortágua). Assim, a potência instalada nas centrais do Grupo EDP totalizava 7 488 MW, correspondendo 3 954 MW a aproveitamentos hidroeléctricos (cerca de 53% do total), 3 514 MW a centrais termoeléctricas (cerca de 47% do total) e 20 MW a geradores eólicos.

A produtibilidade média anual do sistema hidroeléctrico EDP em serviço no final do ano era de cerca de 10,9 TWh, podendo reduzir-se a 6,7 TWh, em ano seco, ou atingir 15,8 TWh, em ano húmido. No âmbito do SEI salienta-se a entrada

em exploração de centrais térmicas queimando resíduos urbanos ou florestais (LIPOR II, 32 MVA, VALORSUL, 63 MVA e a já referida SEFLOR, Mortágua, 9 MVA); o acréscimo de 6 MVA em dois parques eólicos e 18,7 MVA em diversos aproveitamentos mini-hídricos.

Emissão

No ano de 1999 a energia disponibilizada pelo Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para gestão pela REN permitiu concluir o ano com um saldo exportador de 860 GWh, equivalentes a 2% do "consumo referido à emissão". Esta situação perturba a interpretação habitual das contribuições das diversas entidades produtoras por se dispor de dois referenciais (usualmente coincidentes): o total da produção e o "consumo referido à emissão", em que o somatório das parcelas atinge 102%.

A emissão das centrais integradas no SEP situou-se em 34 409 GWh, contribuindo com 96% para o abastecimento dos consumos totais referidos à emissão. Daquele total, 6 456 GWh (18%) tiveram origem hídrica e 27 953 GWh (78%) tiveram origem térmica. A cobertura do consumo restante teve origem nas centrais embebidas do Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e nas dos chamados produtores em regime especial (PRE).

A emissão das centrais hidroeléctricas do Grupo EDP (SEP e SENV) foi de 6 903 GWh, valor inferior em 44% ao do ano anterior. Apesar disso, as elevadas afluências no último trimestre de 1999 permitiram que o armazenamento nas albufeiras no final do ano tivesse um valor de 1 494 GWh, bastante superior ao homólogo do ano anterior, 762 GWh.

A emissão das centrais térmicas do SEP foi de 27 953 GWh, correspondente a um crescimento de 44% em relação à emissão de 1998, com a seguinte origem:

- 17 002 GWh das centrais térmicas da CPPE, representando um crescimento de 10% em relação a 1998,
- 4 822 GWh da central a carvão da Tejo Energia (Pego) que registou um acréscimo de 72 % relativamente a 1998, correspondente a uma taxa de utilização de 96% da potência disponível.
- 6 129 GWh da central de ciclo combinado da Turbogás, valor muito

superior ao do ano anterior, em resultado da entrada em serviço dos grupos 1 e 3, correspondente a uma taxa de utilização de 94% da potência disponível.

A energia recebida dos Produtores em Regime Especial (PRE) atingiu 2 290 GWh, o que representa um acréscimo de +17% relativamente a 1998. Este crescimento foi superior ao verificado no ano anterior (+11%) e decorreu fundamentalmente da entrada em exploração das centrais de queima de resíduos sólidos urbanos. A contribuição para a satisfação dos consumos manteve-se em 6%.

O quadro e o gráfico seguintes mostram a evolução da emissão nos últimos anos, evidenciando-se também as evoluções da importação e das entregas dos autoprodutores e pequenos produtores independentes.

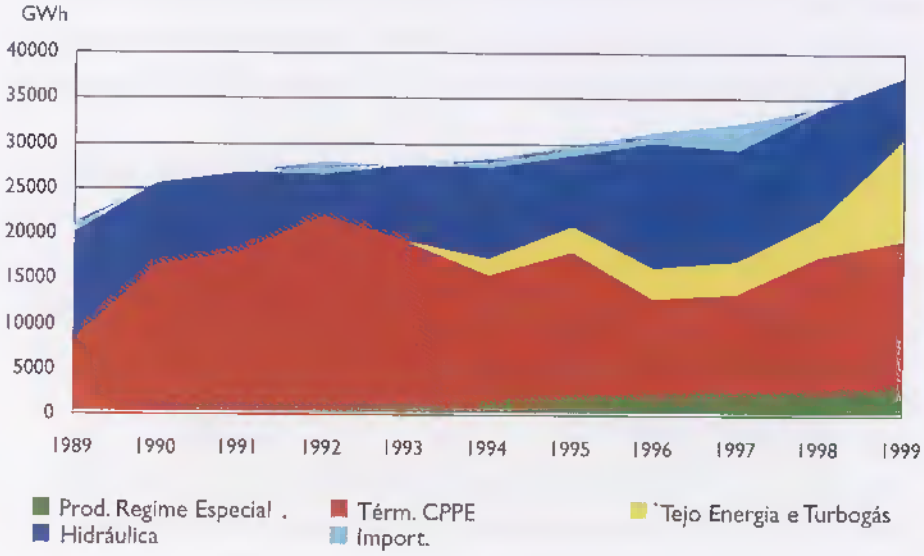
Emissão anual de energia eléctrica

GWh

Anos	Grupo EDP				Tejo Energia	Saldo	Recep.	TOTAL
	Hidráulica	Térmica	Eólica	Subtotal	Turbogás	Import.	PRE	
1994	10 114	14 481		24 595	1 740	887	799	28 021
1995	7 894	16 607		24 501	2 903	914	1 123	29 441
1996	13 920	11 212	6	25 138	3 261	1 111	1 512*	31 022
1997	12 256	11 511	21	23 788	3 605	2 897	1 753 *	32 043
1998	12 225	15 392	46	27 663	4 057	272	1 918 *	33 910
1999	6 903	17 005	53	23 961	10 951	-860	2 234 *	36 286

* Há que somar a estes valores a energia de origem eólica do próprio Grupo EDP para se obterem os totais da recepção dos Produtores em Regime Especial (PRE). Em 1999 há ainda que adicionar 3 GWh de origem térmica produzidos pela central de Mortágua da EDP.

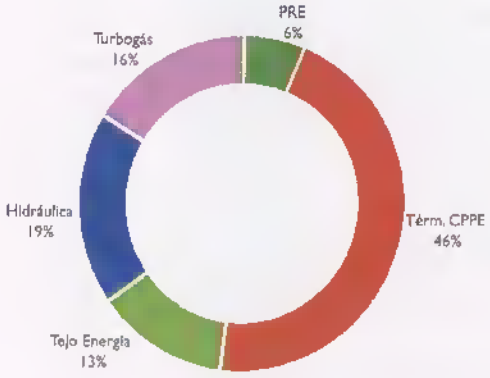
Emissão anual de energia eléctrica



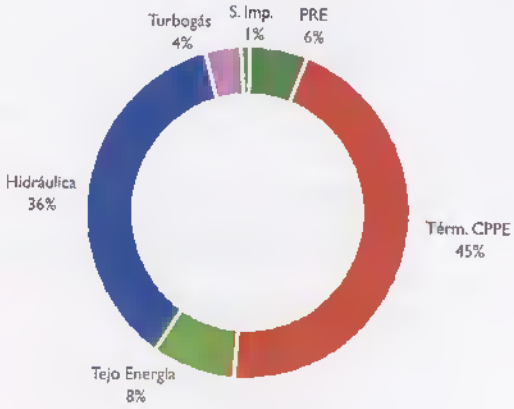
Repartição da produção

Nos gráficos seguintes apresenta-se a repartição da produção nos dois últimos anos.

1999



1998



Em 1999 a emissão de origem hídrica sofreu uma grande redução em relação ao ano anterior levando a uma diminuição significativa da contribuição em termos percentuais (19% contra 36%). Esta redução foi compensada pelos acréscimos verificados na contribuição da emissão da central da Turbogás (de 4% para 16%) e da Tejo Energia (de 8% para 13%).

A contribuição das centrais térmicas do Grupo EDP manteve-se quase inalterada (passou de 45% para 46%), embora se tenham verificado variações das contribuições das diversas centrais:

- A central de Sines manteve-se como central de base do sistema com uma emissão superior em 11% à do ano anterior.
- A central de Setúbal reduziu a sua produção em 8%, por efeito do aumento do preço do fuel.
- A produção da central do Carregado teve um crescimento de 61%, decorrente essencialmente da disponibilidade de gás natural em condições comerciais favoráveis.

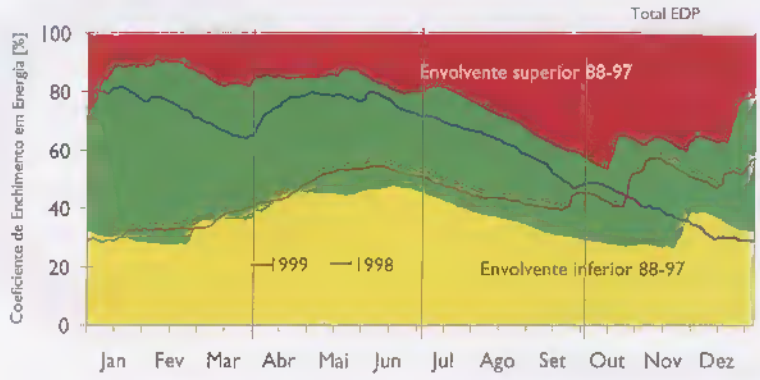
Emissão das centrais

GWh

	1998	1999	Variação (%)
Centrais Hidroeléctricas	11 506	6 456	-43,9
Centrais de albufeira da CPPE	4 348	2 423	-44,3
Centrais de fio de água da CPPE	7 159	4 033	-43,7
Centrais Termoeléctricas	19 449	27 953	43,7
Subtotal (C.Térmicas da CPPE)	15 392	17 002	10,5
Sines (carvão importado)	8 385	9 319	11,1
Setúbal (fuelóleo)	5 035	4 636	-7,9
Carregado (fuelóleo)	1 038	1 214	17,0
Carregado (gás)	645	1 499	132,6
Tapada do Outeiro (fuelóleo)	73	85	16,0
Barreiro (fuelóleo)	209	246	17,9
Tunes (gasóleo)	5	2	-57,7
A. Mira (gasóleo)	4	0	-90,0
Pego (Tejo Energia) (carvão imp.)	2 796	4 822	72,5
Turbogás (gás natural)	1 261	6 129	385,8
Total SEP	**30 956**	**34 409**	**11,2**
Subtotal (GRUPO EDP no SEP)	26 899	23 458	-12,8
Centrais embebidas (EDP)	718	447	-37,7
Centrais Eólicas (EDP)	46	53	15,7
Centrais Eólicas (outros)	32	55	73,6
Centrais Térmicas (EDP)	-	3	-
Autoprodutores Térm. e Hídricos	1 886	2 179	15,5
Emissão das centrais	**33 638**	**37 146**	**10,4**
Contribuição do Grupo EDP	27 663	23 961	-13,4

A energia armazenada no conjunto das albufeiras, que no início do ano se situava em 29% da capacidade de pleno enchimento, aumentou para 58 %, correspondente a 1 494 GWh, no final de 1999. O aumento de afluências no último trimestre do ano provocou, em Outubro, a habitual inflexão na descida da curva representativa da energia armazenada levando a uma melhoria da situação no final do ano.

Armazenamento das Albufeiras



Trocas internacionais

Após as diligências desenvolvidas ao longo do ano de 1998, a REN obteve, em Fevereiro de 1999, a condição de Agente Externo no Mercado de Produção de Energia Eléctrica Espanhol.

A actuação através de ofertas directas diárias no mercado espanhol traduziu-se na exportação de 1 351GWh e na importação de 115 GWh. Além disto através de contratos bilaterais, de curto prazo, importaram-se 396 GWh.

Considerando o conjunto das "ofertas no mercado" e dos "contratos bilaterais", a REN foi o maior e mais activo agente externo do Mercado Eléctrico Espanhol durante o ano de 1999.

Mantiveram-se, ainda, as importações de Espanha através das ligações transfronteiriças S. Marina - Elvas, a 60 kV, e Encinasola - Barrancos, a 15 kV, com devolução pela rede de Muito Alta Tensão, tendo atingido o valor de 107,9 GWh, superior em 9,4% ao do ano anterior.

Perdas

Em 1999 o valor total das perdas na Rede de Transporte foi de 665 GWh, traduzindo um crescimento anual de 10,3%, ligeiramente inferior ao crescimento da energia adquirida pela REN (10,6%).

O peso das perdas relativamente à energia efectivamente entrada na Rede de Transporte diminuiu ligeiramente situando-se em cerca de 1,9%.

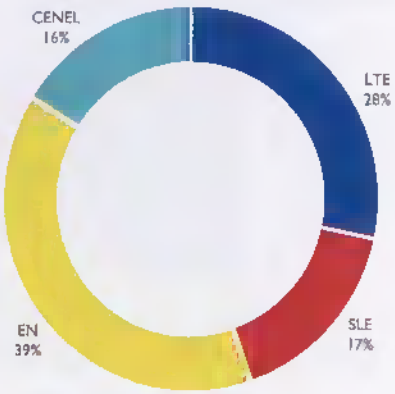
Custo médio do kWh

Foram adquiridos pela REN 36 722 GWh com um custo total de 311 597 milhares de contos (contabilizando a correcção de hidraulicidade) que conduz a um custo médio de 8$49 / kWh. As aquisições ao SEP realizaram-se a um preço médio de 8$47 / kWh e aos Produtores em Regime Especial (PRE) a um preço médio de 9$42 / kWh.

A energia entregue às empresas de distribuição vinculada, 34 612 GWh, é valorizável em 346 517 milhares de contos (considerando o ajustamento dos proveitos gerados pelo tarifário do ano), correspondendo-lhe um valor médio de 10$01 / kWh.

O gráfico seguinte apresenta a repartição da energia entregue por empresa distribuidora.

Energia entregue pela REN à Distribuição



Desenvolvimento do Sistema Produtor

De acordo com a evolução prevista para o sistema electroprodutor, promoveram-se, ao longo de 1999, vários estudos relacionados com o desenvolvimento dos subsistemas hídrico e térmico.

Dos trabalhos relacionados com o desenvolvimento do sistema electroprodutor são de destacar:

- Apresentação à DGE do documento "Sistema Electroprodutor do SEP – Estratégias Alternativas de Expansão – período 2000-2020".
- Estudo da exploração previsional

do sistema electroprodutor do SEP no médio prazo (2000-2004), em diferentes condições de hidraulicidade e de trocas de electricidade no mercado ibérico.

- Caracterização técnica e económica da situação actual da produção independente em regime especial e estudo de cenários de evolução para o horizonte de 2020.
- Determinação do custo marginal de longo prazo e do custo médio de produção do sistema electroprodutor no período 2000-2012.

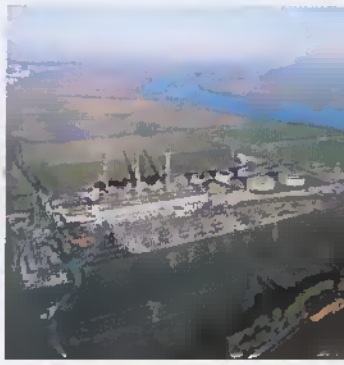
Iniciaram-se, ainda, os estudos de apoio à proposta de expansão do sistema electroprodutor do SEP, a apresentar à DGE em 2001, e os relativos à revisão de metodologias de análise da garantia de abastecimento de sistemas electroprodutores.

Do subsistema hídrico destacam-se os seguintes estudos respeitantes a novos empreendimentos ou reforços de potência dos existentes:

- Revisão da valia eléctrica da componente hidroeléctrica do Empreendimento de Fins Múltiplos de Alqueva (EFMA).
- Abordagem do problema da integração de uma "valia ambiental" na valorização dos aproveitamentos hidroeléctricos; aplicação ao caso do EFMA.
- Conclusão da 1.ª fase do estudo de alternativas para um eventual reforço de potência de Picote.
- Conclusão do estudo preliminar do Aproveitamento de fins Múltiplos da bacia do rio Paiva, a jusante de Alvarenga.
- Caracterização estatística dos caudais no Douro Internacional e em Fratel (ano hidrológico 1998/1999).
- Acompanhamento dos processos de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) dos aproveitamentos de Venda Nova II e do Baixo Sabor.

Do subsistema térmico são de referir os seguintes trabalhos:

- Avaliação de sítios alternativos para a 2ª central de ciclo combinado a gás natural e apresentação à DGE dos estudos preliminares de localização.
- Estimativa das emissões atmosféricas totais anuais das centrais do SEP em 1999.
- Avaliação económica da reconversão de grupos da central do Carregado para queima dual fuelóleo/gás natural.
- Qualificação de candidatos a consultores para o Estudo de Impacte Ambiental (EIA) da 2ª central de ciclo combinado a gás natural e acompanhamento do estudo.



Exploração da Rede Nacional de Transporte

Comportamento da Rede

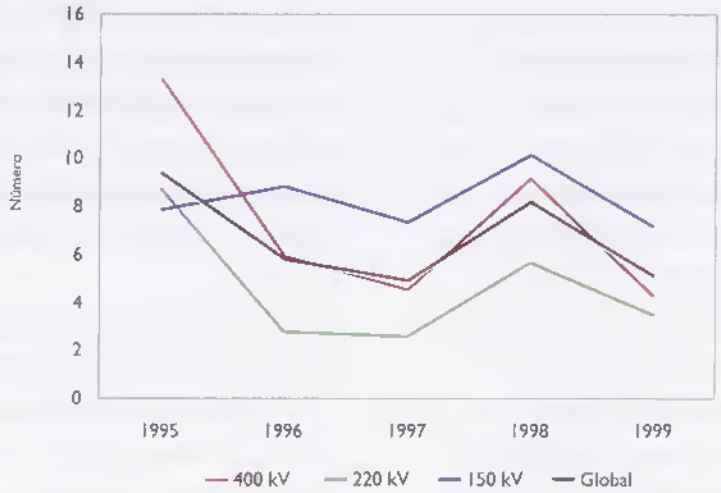
Em 1999 ocorreram 322 incidentes nas instalações da Rede Nacional de Transporte (linhas e subestações), o que corresponde a um decréscimo de 35% relativamente ao ano anterior. As linhas aéreas foram as mais afectadas, registando 308 incidentes (96% do total).

No entanto, só 26 incidentes (8% do total) deram origem a interrupções na alimentação aos clientes finais.

Linhas

As linhas de 150 kV foram as mais afectadas, com 172 incidentes (53,4%), seguindo-se as de 220 kV, com 83 (25,8%) e as de 400 kV, com 53 (16,5%). O gráfico seguinte, com o número de incidentes por 100 quilómetros de linha, permite verificar que, após um agravamento em 1998, aquele índice voltou a registar valores mais favoráveis, semelhantes aos de 1996 e 1997, em todos os níveis de tensão.

Evolução do nº de incidentes por 100 km de linha



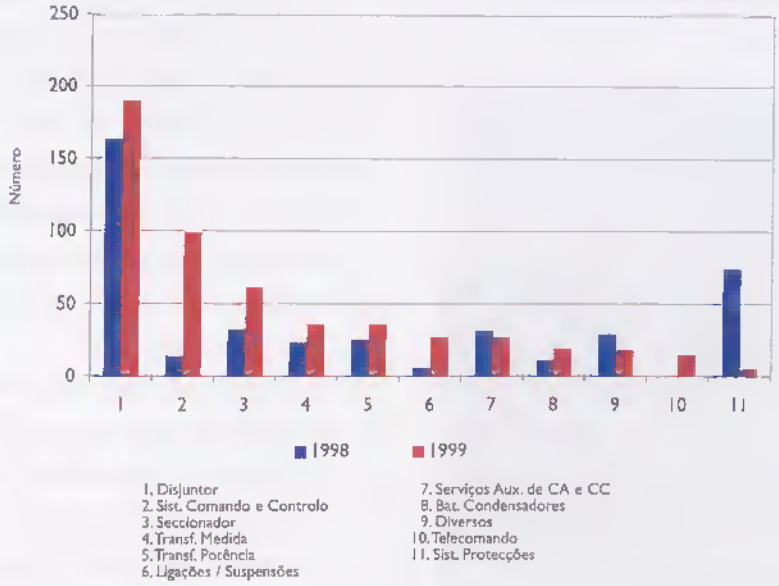
Quanto às causas destes incidentes, os factores atmosféricos (35%) e as aves (33%) voltaram a ser os principais responsáveis. Os incêndios foram responsáveis por 31 incidentes (10%), correspondendo a uma diminuição significativa comparativamente ao ano anterior.

Subestações

No decurso de 1999, registaram-se 544 avarias no conjunto dos equipamentos de muito alta e alta tensão e dos sistemas auxiliares de subestações, o que representa um aumento de 30% relativamente a 1998.

Como se verifica no gráfico seguinte, os disjuntores, com 35% do número total de avarias, continuam a ser o equipamento com maior incidência de avarias; seguem-se-lhes os seccionadores, com 11%, e os transformadores de potência e de medida, ambos com 7%.

Total de avarias por tipo de equipamento



No que respeita ao equipamento secundário destacam-se as 100 avarias (18% do total) ocorridas nos sistemas de comando e controlo. É um valor muito superior ao do ano anterior e deve-se ao maior rigor com que em 1999 foram registadas as avarias deste tipo de equipamento.

As falhas em disjuntores subiram 13% relativamente ao ano anterior. Das 37 avarias verificadas nos transformadores de potência, seis obrigaram a indisponibilidades imediatas.

Qualidade de Serviço

Os indicadores da qualidade de serviço da Rede Nacional de Transporte (RNT) tiveram, no ano de 1999, uma acentuada melhoria relativamente ao ano anterior.

Em 1999 registaram-se 52 incidentes na RNT com interrupção do fornecimento de energia (62 no ano anterior) dos quais metade (26) teve uma duração inferior a um minuto.

Os incidentes a que corresponderam valores mensuráveis de energia não fornecida tiveram como causa mais frequente, à semelhança de anos anteriores, as descargas atmosféricas sobre linhas aéreas, cerca de 40% da totalidade. O seu número (26) coincide com o dos incidentes com duração superior a um minuto, embora não haja coincidência nas populações, e é inferior ao do ano anterior em oito casos.

Energia Não Fornecida (ENF)

Em resultado dos incidentes na RNT a energia não fornecida em 1999 totalizou 211,9 MWh, valor que é 40% inferior ao registado no ano anterior (355,7 MWh).

Apenas em 5 incidentes a energia não fornecida teve valores iguais ou superiores a 10 MWh. No entanto, esses incidentes foram responsáveis por 82% do total anual de energia não fornecida. A caracterização sumária dos principais incidentes é a seguinte:

- 14 de Junho, disparo dos transformadores 3 e 4 (150 / 60 kV) da subestação de Porto Alto por curto-circuito no interior do painel da linha a 60 kV Porto Alto – Carrascal 2. Este incidente, que provocou a destruição de 3 pólos de seccionador e 1 pólo de disjuntor de 60 kV, foi responsável por 15% do total anual de ENF.
- 24 de Agosto, por avaria no autómato de comando à distância da subestação de Fanhões, foram desligados, nesta subestação, os

transformadores 2 (400/60 kV), 6 (400/220 kV) e 7 (220/150 kV) e várias linhas que dela partem para as subestações de Palmela, Rio Maior, Sacavém, Carriche, Carregado e Alto de Mira. Em consequência da saída destas linhas, a linha Carregado - Alto de Mira/Carriche entrou em sobrecarga e, para a eliminar, foi efectuado o deslastre de cargas na subestação de Carriche, desligando três transformadores de 220/60 kV . Deste incidente resultaram 54% do total anual de ENF.

- 31 de Agosto, por regulação incorrecta de protecções, disparou o transformador 220/60 kV da subestação de Sete Rios, correspondendo-lhe 8% do total anual de ENF.

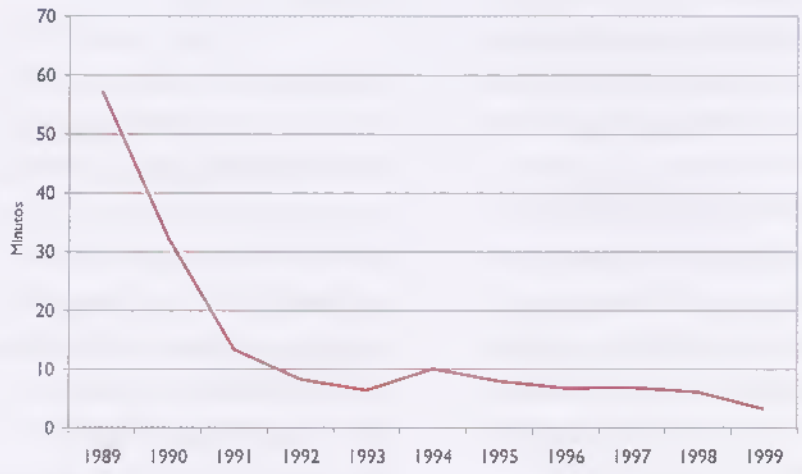
A maior parte da ENF, cerca de 62%, ocorreu na zona de Lisboa, à semelhança do que se verificou ano anterior (43%). Este comportamento volta a pôr em evidência a necessidade de melhorar a segurança do abastecimento a esta zona, confirmando a necessidade urgente de estabelecer a ligação a 400 kV entre as subestações de Alto de Mira e Fanhões, sucessivamente adiada nos últimos 3 anos por oposição à construção da linha.

Tempo de Interrupção Equivalente (TIE)

Traduzindo o baixo valor de ENF verificado, o TIE (indicador global da qualidade de serviço que relaciona a energia não fornecida com a potência média anual do sistema) teve, em 1999, um novo mínimo absoluto com o valor de 3,22 minutos que representa uma diminuição de 47% relativamente ao valor homólogo do ano anterior, o menor até então registado.

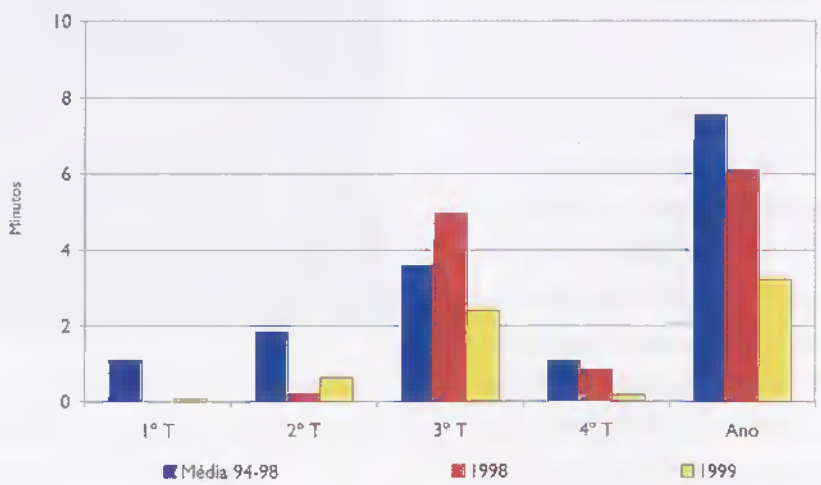
A evolução do TIE nos últimos 11 anos está representada no gráfico seguinte verificando-se que desde 1992 se situa abaixo dos 10 minutos, valor objectivo da Empresa, e que nos últimos 4 anos se tem mantido abaixo dos 7 minutos.

Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente



No gráfico seguinte, onde se representa a evolução trimestral do TIE, verifica-se a influência dos incidentes registados no 3º trimestre, à semelhança do ano anterior, para o valor final daquele indicador.

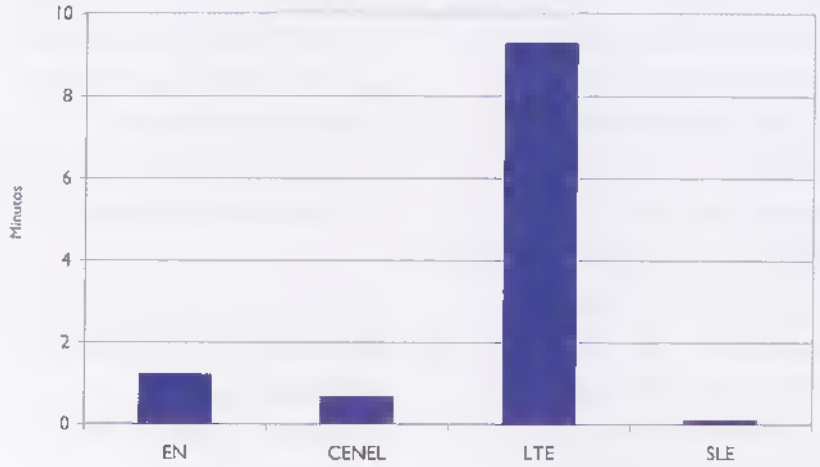
Tempo de Interrupção Equivalente



A duração média dos 26 incidentes com interrupção significativa de consumos situa-se em 10,7 minutos, inferior em cerca de 20% ao valor homólogo do ano anterior. Estas interrupções afectaram de forma desigual as empresas de distribuição vinculada. À semelhança do ano anterior, voltou a ser a LTE, fornecedora da zona de Lisboa, a mais

fortemente afectada. O gráfico seguinte mede a qualidade de serviço prestado em termos de TIE na entrega a cada uma das empresas distribuidoras.

TIE na entrega às Distribuidoras



Qualidade da onda de tensão

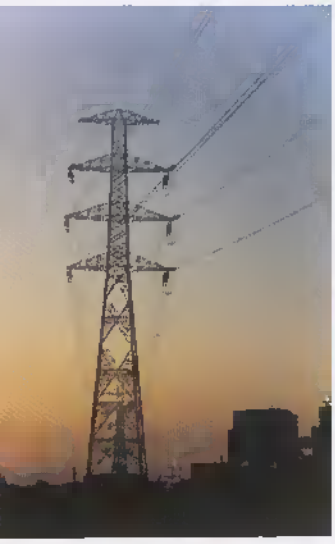
Continuou em 1999 o programa, que a REN vem desenvolvendo em colaboração com a LABELEC, de realização de medições sistemáticas do teor harmónico e de tremulação (*flicker*) nas subestações.

Nas medições efectuadas em 16 subestações da RNT durante 1999, apenas nos 220 kV das subestações de Recarei e Trajouce e nos 150 kV da subestação de Ourique se detectaram valores da 5ª harmónica até 2,4% , ligeiramente acima do valor limite fixado pela CIGRE (2%).

Quanto à tremulação, só nos 150 kV da subestação de Porto Alto e nos 220 kV da subestação de Torrão foram ligeiramente excedidos os limites.

Manutenção da Rede Nacional de Transporte

As intervenções de manutenção das instalações realizaram-se de acordo com o programa de manutenção preventiva ou para correcção de anomalias, salientando-se as seguintes acções:



- Limpeza da faixa de protecção de linhas, com decote de árvores.
- Lavagem de isoladores em subestações e de 3 400 cadeias de isoladores de linhas, principalmente em zonas de maior poluição.
- Grande conservação de dois bancos de transformadores monofásicos, em Vermoim e Alto de Mira.
- Recondicionamento de disjuntores e de seccionadores, sobretudo do tipo pantógrafo.
- Continuação da substituição de equipamentos desadequados às condições actuais da rede, nomeadamente seccionadores de terra e disjuntores.

Evolução da Rede Nacional de Transporte

1 - Desenvolvimento da Rede de Transporte em 1999

A concretização de investimentos da REN, principalmente em linhas, continua fortemente condicionada por contingências externas que prolongam a tramitação e encarecem o custo final dos projectos sem que se vislumbrem sinais de melhoria no quadro legal vigente.

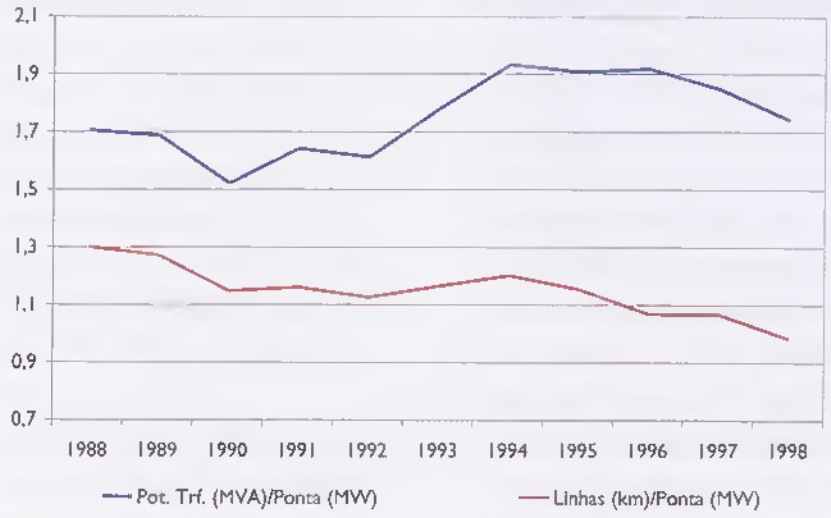
Esta circunstância, aliada à idade das primeiras linhas de MAT - Muito Alta Tensão - em serviço na REN, tem conduzido a uma estratégia de expansão da rede que privilegia a reconversão das linhas existentes, nomeadamente as mais antigas, por forma a dotá-las de uma maior capacidade de transporte, acompanhada (por vezes) da elevação da respectiva tensão nominal.

Dentro destes condicionalismos, a expansão da rede em 1999, contemplou:

- Integração de novos Centros Produtores na rede.
- Reforço da alimentação às Empresas de Distribuição.
- Ligação a consumidores directos.
- Modernização dos meios de gestão e condução do sistema (SIME e remodelação do Despacho Nacional).

No Anexo Estatístico deste Relatório pormenorizam-se as informações relativas aos componentes da rede no final de 1999. No gráfico seguinte apresenta-se uma visão global através da evolução das relações da Potência de Transformação e do Comprimento de Linhas com a Ponta da RNT.

Evolução das relações Potência de Transformação/Ponta da RNT
e Comprimento de Linhas/Ponta da RNT



Embora se deva encarar com cautela a evolução das relações anteriores, é notória a utilização mais intensiva de linhas e subestações, desde 1996, traduzida numa redução dos valores dos índices correspondentes.

Inventariando as principais realizações, segundo os agrupamentos referidos, tem-se:

1.a) Integração de novos centros produtores

Entrada em exploração da segunda linha a 220 kV Miranda - Picote para reforço da ligação da central de Miranda à rede.

1.b) Reforço da alimentação às Empresas de Distribuição

Em 1999 as actividades neste âmbito foram marcadas por:

- Criação do novo injector de 220/60 kV em Sete Rios - esta nova subestação, que utiliza tecnologia de isolamento a SF6 no parque de 220 kV, é alimentada a partir da subestação de Carriche por um cabo subterrâneo a 220 kV, de 7,6 km. A capacidade de transformação instalada é de 170 MVA.
- Reforço da potência de transformação na subestação de Évora – construção do 2° barramento a 150 kV e aumento da potência de transformação em 63 MVA por

aproveitamento de um transformador 150/60 kV retirado da subestação de Estarreja e revisto em fábrica.

- Reforço da potência de transformação na subestação de Trajouce - para permitir a saída do transformador 220/60 kV, 170 MVA, que, sendo da subestação de Sete Rios, estava em exploração, provisoriamente, na subestação de Trajouce, foi instalado nesta um transformador 220/60 kV, 126 MVA, vindo da subestação de Carriche.

- Entrada em exploração, na subestação de Oleiros, de um painel de linha a 60 kV para a subestação da EN – Lamações.

1.c) Ligação a consumidores directos

- Entrada em exploração de uma 2ª ligação, a 150 kV, para alimentação da subestação de tracção da REFER de Pegões.
- Conclusão da construção da ligação Carregado – Seixal, a 220 kV. Enquanto não necessária por parte do cliente, foi posta em exploração, a 150 kV, refazendo a antiga ligação Porto Alto - Seixal, atendendo à baixa capacidade de transporte Sul - Norte para situações de forte produção térmica.

1.e) Remodelação do Despacho

- Conclusão do *Site Acceptance Test* do Despacho Nacional, verificando a correcta emissão de comando para a quase totalidade das instalações da RNT.
- Reconversão dos dois Centros de Condução de Subestações num só Centro de Operação de Rede, sediado em Vermoim e consequente desactivação do Centro de Sacavém.

2 - Principais investimentos em curso

No final de 1999, no âmbito do desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte, estavam em curso diversos trabalhos inventariando-se a seguir os mais importantes, segundo o principal objectivo da sua realização.

2.a) Integração de Centros Produtores

Integração da central do Alqueva por

construção de uma ligação, a 400 kV, à subestação de Sines com um T à subestação de Ferreira do Alentejo. Nesta subestação será instalado um autotransformador 400/150 kV, garantindo o escoamento da produção da central e o funcionamento da mesma em bombagem.

2.b) Reforço de alimentação à Distribuição

2.b.1) Na zona de Lisboa

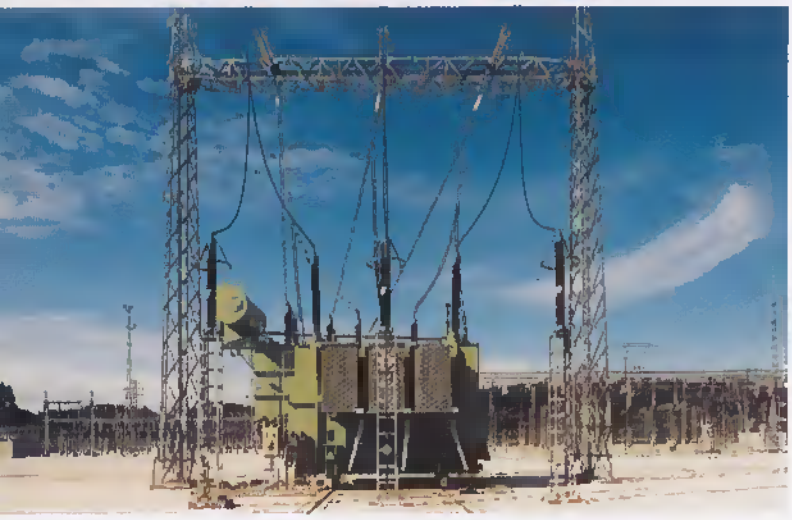
Extensão dos 400 kV à subestação de Alto de Mira - apesar da sua relevância e do intenso diálogo estabelecido com todos os interessados e intervenientes, este projecto tem tido dificuldade de concretização por condicionalismos exteriores à REN. O Estudo de Impacte Ambiental foi totalmente refeito e foi elaborado um projecto rectificativo do troço de chegada da linha Fanhões - Alto de Mira a esta última subestação. A continuação desta situação de impasse cria uma grande fragilidade na alimentação da zona da grande Lisboa visto que, verificando-se já hoje situações ocasionais de ultrapassagem do limite da capacidade de transporte nas linhas existentes estando todas em serviço, o prolongamento das sobrecargas ou qualquer incidente pode ocasionar significativas quebras de fornecimento.

2.b.2) Na zona do Porto

- Fecho do anel entre as subestações Vermoim - Custóias - Prelada a 220 kV. Esta rede de 220 kV, explorada temporariamente a 60 kV, irá permitir, no futuro, uma alternativa ao corredor da linha aérea na alimentação a Custóias para além de facilitar a abertura de um novo injector dentro da cidade (Prelada).
- Reforço de alimentação à zona do Grande Porto através do *upgrade* de linhas de 220 kV que confluem na subestação de Vermoim e se encontram em fim de vida útil. Estas reconstruções permitem repor o adequado grau de segurança na alimentação à subestação de Vermoim e, a partir daí, às subestações adjacentes de Custóias e de Ermesinde. Para o desenvolvimento dos trabalhos a linha Recarei - Vermoim 2 saiu de exploração e a topologia da rede de transporte na zona foi alterada para garantir uma ligação robusta da subestação de Vermoim à rede.
- Criação do injector Recarei - por instalação de um transformador 220/60 kV, 126 MVA, que alimentará numa primeira fase a subestação de Rebordosa da Electricidade do Norte, em 2000, e mais tarde a subestação de Valongo.

2.b.3) Na zona de Pombal/Lavos

Criação do injector 400/60 kV de Lavos para alimentação da zona da Figueira da Foz e de Pombal (a actual instalação provisória em Pombal não tem possibilidade de expansão). Para além do recurso ao ponto de entrega de Pombal, a localização de Lavos num dos vértices do triângulo Pombal, Lavos, Pereiros, cria condições de recurso mútuo e de expansão da rede dos 60 kV, com qualidade de serviço acrescida, numa zona de crescente importância económica.



2.b.4) Na zona da Covilhã

Criação do injector 220/60 kV de Ferro para assegurar maior continuidade e melhor qualidade do abastecimento. Os consumos da região, actualmente servidos por linhas a 60 kV muito antigas e extensas, tiveram no período de 1994 a 1998 taxas de crescimento anual superiores a 5,0%.

2.b.5) Na zona de Castelo Branco/Portalegre

Articulação 400/150 kV na subestação da Falagueira (em fase de conclusão), para apoio ao nível dos 150 kV desta instalação que abastece a zona de Castelo Branco e Portalegre.

2.b.6) Na zona de Santarém

Criação do injector 220/60 kV de Santarém para melhoria da qualidade de serviço da região de Vale do Tejo, actualmente alimentada por uma extensa rede de linhas a 60 kV com origem nas subestações do Zêzere e do Carregado.

2.b.7) No Algarve

Fecho da malha a 150 kV na zona sul do país, mediante a construção da ligação entre as subestações de Tunes e Estoi. A situação de impasse na construção da linha levou à rescisão do contrato com o empreiteiro e ao posterior encerramento do estaleiro. A alimentação do Algarve, onde os consumos continuam a crescer, fragiliza-se assim de forma preocupante, uma vez que, estando a subestação de Estoi ligada em antena,

o disparo da linha dupla Sines - Tunes ou da linha Sines - Ourique poderá provocar uma situação muito difícil tanto em termos de sobrecargas como de afundamento das tensões.

2.c) Ligação a consumidores directos

Com vista à electrificação de linhas ferroviárias está em fase de conclusão a construção de quatro novos pontos de injecção às subestações de tracção da REFER:

- Urrô, a 220 kV, para alimentação da subestação de Irivo (linha ferroviária do Douro).
- Ermidas - Sado, a 150 kV, para alimentação da subestação de Ermidas do Sado (linha ferroviária do Sul).
- Monte da Pedra, a 150 kV, para alimentação da subestação de Monte Novo - Palma (linha ferroviária do Sul).
- Sines, a 60 kV, para alimentação da subestação de Santiago do Cacém (linha ferroviária do Sul).

Em fase de arranque, tem-se:

- Alimentação, a 150 kV, da subestação de tracção de Rodão (linha ferroviária da Beira Baixa) a partir da subestação da Falagueira.
- Alimentação, a 150 kV, à LUSOSIDER no Seixal através de uma ligação em 'T' e instalação de um transformador 150/30 kV, 45 MVA.

2.d) *Uprating* de linhas MAT

Identificou-se a necessidade do reforço da capacidade de transporte em zonas especificas do País, pelo que se iniciaram acções nesse sentido nas ligações Porto Alto - Palmela, Sines - Ourique e nas interligações a 220 kV, no Douro Internacional.

2.e) Novos painéis de linha a 60 kV

Para satisfação das necessidades das redes de distribuição, até 2001, está prevista a expansão do parque de painéis de linha de 60 kV nas subestações de Batalha, Rio Maior, Chafariz, Mourisca e Canelas.

2.f) Plano de compensação de reactiva

Para reforço da capacidade de compensação da energia reactiva e cumprimento de normas ambientais, está em curso a substituição, instalação e relocalização de baterias de condensadores em diversas subestações da rede.

2.g) Gestor de Ofertas e Acerto de Contas

- Para suporte das funções associadas à nova actividade do Gestor de Ofertas, foram adquiridas aplicações informáticas que permitirão a actuação dos Agentes de Ofertas no mercado da energia, salientando-se a

adjudicação do fornecimento do Sistema de Informação do Gestor de Ofertas (SIGO).

- Na área do Acerto de Contas está em curso a instalação de equipamentos que permitirão a recolha de contagem de Produtores em Regime Especial (PRE's) considerados significativos e de Produtores Não Vinculados (PNV).

2.h) Novo Despacho

O projecto de remodelação do Despacho, que ficará dotado com novas funcionalidades e maior capacidade do número de elementos a controlar, encontra-se em fase de conclusão, decorrendo os testes de disponibilidade e o alargamento da sua actuação aos centros produtores despacháveis e à totalidade das instalações da RNT.

3 - Desenvolvimento da Rede de Transporte a médio e longo prazo

De entre os principais projectos já decididos e/ou em análise para o horizonte 2005 realçam-se os seguintes:

3.a) Integração de Centros Produtores

Reconversão das ligações Vila Nova-Salamonde - Caniçada, a 150 kV, de simples para duplas, para possibilitar o reforço de potência da central de Venda Nova com dois grupos de 91 MW cada.

A ligação da 2ª central de ciclo combinado a gás natural, a instalar na zona do Carregado, far-se-á no nível dos 220 kV na subestação do Carregado, para o 1º grupo, e para os restantes no nível de 400 kV por construção de um posto de corte na vizinhança da actual central do Carregado.

3.b) Interligações internacionais

Está em avaliação conjunta com a REE - Red Eléctrica de España o interesse de uma interligação a 400 kV na zona do Baixo Alentejo, entre a zona da central do Alqueva e a subestação espanhola de Balboa.

3.c) Na zona do Minho

As elevadas taxas de crescimento dos consumos nos últimos anos obrigarão a reforçar a capacidade de alimentação da área através da construção e remodelação (com passagem a duplas) de linhas a 150 kV.

3.d) Na zona de Lisboa

Reforço da potência de transformação e das ligações a 220 kV na subestação blindada de Sacavém, em articulação com a progressiva desclassificação do equipamento a 150 kV, em fim de vida útil.

A necessidade de criar um pólo alternativo à actual articulação 400/220 kV de Fanhões, que reparte a energia para vários pontos de entrega da zona da grande Lisboa, levará à instalação de um autotransformador na subestação de Alto de Mira e à passagem da actual linha, a 220 kV, Fanhões - Alto de Mira 2, para uma linha dupla 400/220 kV.

3.e) Na zona Centro

Abertura de uma instalação, 400/220/60 kV, na zona de Anadia, para apoio às subestações, a 220 kV, da zona centro.

Previsão de um novo injector 220/60 kV, a partir da subestação de Chafariz, devido às elevadas taxas de crescimento dos consumos na região de Viseu.

Estabelecimento da segunda ligação Pego - Rio Maior, a 400 kV, para garantir condições de estabilidade e segurança do abastecimento das cargas na zona a sul de Rio Maior, particularmente em regime de forte hidraulicidade.

3.f) Na zona de Santarém

Reforço de transformação (acréscimo de 63 MVA) na subestação de Santarém e criação de uma ligação a 220 kV à subestação do Zêzere.

3.g) Na zona da península de Setúbal e Alentejo

Abertura de um novo injector 150/60 kV - Monte de Caparica, alimentado a partir da linha Fernão Ferro - Monte da Caparica, equipada para 150 kV mas explorada actualmente a 60 kV, justificada pelo crescimento de consumos nos concelhos de Almada, Seixal, Barreiro e Sesimbra.

Substituição, com aumento de potência, de um transformador em fim de vida útil na subestação de Setúbal.

Substituição, com reforço de potência, dos transformadores em Ferreira do Alentejo caso se confirme a previsão de um razoável crescimento dos consumos nas zonas de Évora e Beja, induzidos pela entrada em exploração do aproveitamento do Alqueva.

3.h) Eixo de linhas a 150 kV entre as subestações de Pereiros, Zêzere e Sacavém

Passagem progressiva, a 220 kV, das linhas de 150 kV entre as subestações de Pereiros, Zêzere e Sacavém, em fim de vida útil, através do *upgrade* de linhas nos corredores existentes. Na subestação de Pereiros será eliminado o nível de tensão dos 150 kV e reforçar-se-á a transformação 220/60 kV. A articulação 220/150 kV passará para a subestação do Zêzere, que manterá o nível de 150 kV para recolha da produção hidroeléctrica da região.

3.i) Ligações à REFER

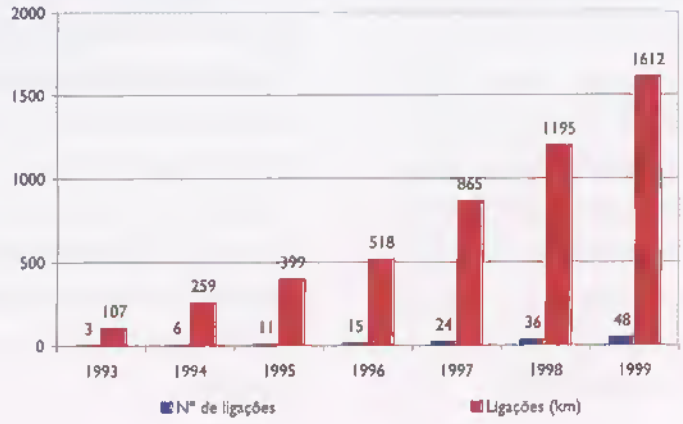
Embora sem data firmada continuam previstas as electrificações adicionais:

- Do Fundão, cuja subestação será alimentada a 220 kV a partir da subestação de Ferro.
- Do Sul (Algarve) cujas subestações de tracção serão alimentadas a partir dos 150 kV, por abertura de um injector em Luzianes, e dos 60 kV, a partir da subestação de Tunes.

Telecomunicações

Em 1999 prosseguiu a instalação de cabos de guarda com fibra óptica (OPGW) tendo sido montados 430 km de cabo e colocadas em serviço 12 novas ligações entre instalações, elevando assim os respectivos totais, no final do ano, para 1 612 km de cabo e 48 ligações.

Evolução dos sistemas de fibra óptica nas linhas da Rede de Transporte



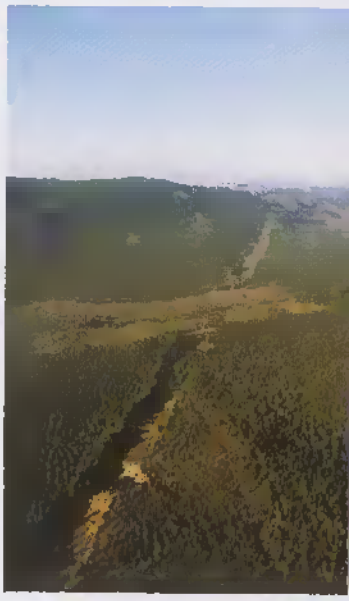
Foi reforçada a capacidade de transmissão através da rede de Feixes Hertzianos com a conclusão da montagem e dos ensaios finais da remodelação das ligações que constituem o eixo Vermoim – Sacavém a 34 Mbps, cujo objectivo é proporcionar redundância fiável de meios físicos à Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS). Neste âmbito foi disponibilizado um segundo *link* de alta velocidade (2 Mbps) para o Projecto de Remodelação do Despacho Nacional.

Em complemento à reformulação de serviços considerados críticos, prosseguiu a criação de novos canais para a referida remodelação do Despacho Nacional, tendo sido disponibilizada pelo menos uma ligação a cada uma das instalações e uma segunda ligação a 40% das subestações da Rede, prevendo-se dispor de dois canais para a generalidade das instalações até ao final do 1° semestre de 2000.

O desenvolvimento tecnológico dos equipamentos digitais permitiu responder a novas solicitações de comunicações de dados, tornando possível garantir, com meios próprios, serviços mais exigentes em termos de largura de banda e aumentar a qualidade de serviço e a fiabilidade.

Integrado no projecto da CPPE de fundir num único Centro de Telecomando de Centrais Hidráulicas os dois Centros existentes (Cávado – Lima e Tejo – Mondego) iniciaram-se os trabalhos na rede de telecomunicações de suporte. Neste âmbito, o referido Centro, com sede na Régua, foi interligado com pelo menos um canal de dados a cada um dos centros produtores do Douro Nacional e Internacional. A integração dos restantes centros produtores far-se-á de forma faseada ao longo dos três primeiros trimestres do ano 2000, estando a entrada em serviço do novo Centro de Telecomando prevista para Setembro.

Dando continuidade ao processo de melhoria da qualidade de serviço da Rede de Telecomunicações de Segurança, procedeu-se a diversas remodelações de sistemas analógicos de correntes portadoras e equipamentos de teleprotecção associados, bem como de sistemas de multiplexagem e outros dispositivos de apoio.



Protecção do Meio Ambiente

Durante o ano de 1999 a REN consolidou os processos de aplicação prática dos novos procedimentos para

projecto e Estudo de Impacte Ambiental (EIA) que foram acordados com a Direcção Geral de Energia (DGE) e o Instituto de Promoção Ambiental (IPAMB).

O projecto das linhas Sines - Ferreira do Alentejo e Ferreira do Alentejo – Alqueva, a 400 kV, foi o primeiro a ter o EIA com definição prévia do seu âmbito e a ser suportado num pré-projecto da linha. O caderno de encargos e o desenvolvimento do EIA foram acções piloto que se concretizaram em 1999. A experiência adquirida permite estabilizar a metodologia para o futuro.

No campo da aplicação de medidas minimizadoras, destaca-se o enquadramento paisagístico de toda a área contígua ao corredor suburbano da linha Amieira - Prelada, na área do grande Porto. O projecto foi concebido por um arquitecto paisagista e incluiu a plantação de 980 árvores.

Nas linhas em exploração assegurou-se a limpeza regulamentar dos corredores, sendo os resíduos lenhosos encaminhados para queima na central de Mortágua.

Prosseguiram, com parecer favorável do Instituto de Conservação da Natureza, as acções de transferência de ninhos de cegonhas (133) para plataformas situadas em locais do poste adequados, bem como a montagem de dispositivos inibidores (340) do seu poiso em zonas críticas dos postes. Nas linhas Recarei - Rio Maior I e Vermoim - Ermesinde/Maia foram montados dispositivos de sinalização columbófila.

O processo de eliminação de resíduos contaminados com PCB (Poli-Cloro-Bifenilos) armazenados em subestações teve um desenvolvimento significativo com o recomeço da sua remoção, por uma empresa licenciada para o efeito, para incineração no estrangeiro.

Estudos e Desenvolvimento

Ao longo de 1999 foram concluídas a 1ª e 2ª fases – "Revisão dos Actuais

Critérios de Planeamento e Operação das Redes" e "Identificação das Opções para o Desenvolvimento das Redes", respectivamente – do projecto "Estudo de Dimensionamento da RNT e da Fronteira Transporte-Distribuição" decidido no âmbito da Comissão Transporte-Distribuição do Grupo EDP.

Prosseguiu a participação da REN no projecto DECADES, de análise comparativa das fontes de energia para produção de energia eléctrica, liderado pela Agência Internacional de Energia Atómica (AIEA), e que envolve diversos organismos internacionais. No âmbito deste projecto participou-se num encontro com vista à integração do modelo VALORAGUA no conjunto de modelos de planeamento da AIEA e em missões de consultoria no Brasil e no México.

O relacionamento com Universidades e organismos de I&D continuou a exercer-se por meio da encomenda e patrocínio de trabalhos dos quais se destacam:

- INESC/PORTO – a) Desenvolvimento de um módulo interactivo integrador dos módulos do modelo VALORAGUA II; b) Estudo de Estabilidade Associado ao Ajuste de Parâmetros de Estabilizadores de Oscilações em Grupos Geradores (PSS's) do SEN.
- INTERG – a) Estudo de transitórios electromagnéticos e coordenação de isolamentos para a subestação de Sete Rios; b) Estudo da qualidade da onda de tensão, na sequência da ligação da Siderurgia Nacional (Seixal) à RNT; c) Estudo de transitórios electromagnéticos para dimensionamento de uma cadeia de isoladores na subestação de Pereiros; d) Cálculo das impedâncias do cabo subterrâneo Carriche - Sete Rios.

Comunicação empresarial

No ano de 1999 o boletim interno da Empresa, "Interligações" retomou a regularidade das suas edições, constituindo a principal componente de comunicação interna de índole generalista.

Complementarmente, realizaram-se dois encontros internos no auditório de Sacavém relativos a temas específicos. O primeiro, a 30 de Março, para apresentação das diversas fases do processo de reorganização interna da REN induzida pelos novos Regulamentos para o Sector Eléctrico.

O segundo, a 15 de Dezembro, conciliou o tradicional convívio natalício com o balanço do processo de reorganização e a apresentação das medidas tomadas para acautelar o problema informático do ano 2000.

Conformidade com o ano 2000

A importância e complexidade das questões associadas ao chamado "problema informático do ano 2000" eram particularmente críticas quanto aos sistemas ligados ao funcionamento da RNT.

Estas circunstâncias levaram a uma intensificação das acções que vinham sendo desenvolvidas, desde anos anteriores, em articulação com a operação estabelecida a nível do Grupo EDP.

O processo passou pela análise e teste da totalidade dos equipamentos e aplicações, correcção das deficiências detectadas (envolvendo a substituição de componentes tecnologicamente ultrapassados) e emissão de garantias de conformidade. Estas medidas, para lá de terem cumprido o seu objectivo prioritário (evitar a ocorrência de perturbações decorrentes do tratamento da informação relativa ao ano 2000) promoveram uma modernização dos sistemas da Empresa, quer dos ligados aos processos de controle de automatismos, quer do ligados às áreas administrativas e de gestão.

Das realizações efectivadas em 1999, salienta-se a reestruturação das redes informáticas (com renovação dos equipamentos de rede já obsoletos, reforço das plataformas informáticas instaladas e dotação de novos sistemas de *backup* e de correio electrónico), a entrada em serviço do Sistema de Gestão Documental, a criação de infra-estruturas para a interligação à rede REN das áreas do Gestor de Sistema, Gestor de Ofertas e Direcção

Comercial do SEP com particulares exigências de segurança e auditabilidade.

Política da Qualidade

Prosseguiu-se a Política da Qualidade do Grupo tendo a REN participado nos principais eventos Nacionais nesta área (Colóquio da Associação Portuguesa para a Qualidade e Prémio Português de Excelência) e dado continuidade ao processo de certificação da Direcção de Equipamento e Sistemas, segundo a norma NP EN ISO 9001. Neste sentido desenvolveram-se durante 1999 os trabalhos finais de preparação, para apoio à revisão do sistema e à realização de auditorias internas à actividade de todos os departamentos, procedendo-se à revisão de procedimentos funcionais e à elaboração de procedimentos operacionais. Foi preenchido o questionário da Associação Portuguesa de Certificação (APCER) e formalizado o pedido de certificação pela ISO 9001.

Recursos Humanos

As novas condições de enquadramento da actividade da REN, decorrentes da nova regulamentação do sector, motivaram alguns ajustamentos estruturais, com particular incidência nas Direcções Comercial e de Exploração e na Estrutura de Apoio do Conselho de Administração, tendo como resultado:

- Criação, na Estrutura de Apoio do Conselho de Administração, do "Gabinete de Regulação e Negociação Tarifária" e dos departamentos "Gestor de Ofertas" e "Acerto de Contas".
- Alteração da designação e da estrutura da Direcção Comercial do SEP, anterior Direcção dos Serviços Comerciais.
- Criação, na Direcção de Exploração, do departamento "Gestor de Sistema".

O esforço de racionalização dos efectivos, visando a sua adequação às necessidades da Empresa, manteve-se no ano de 1999, tendo como principal objectivo o seu rejuvenescimento e o reforço da componente de quadros superiores.

O número total de trabalhadores no final de 1999 atingiu o objectivo planeado, sendo ligeiramente superior ao do ano anterior, em que se registou uma intensa redução por adesão a condições excepcionais de pré-reforma e rescisão, por mútuo acordo.

Efectivos

Os efectivos em serviço na Empresa no final do ano totalizavam 620 trabalhadores contra 616 no final do ano anterior. Os efectivos globais, que completam o quadro de responsabilidades da Empresa (retributiva ou vínculo), eram 666 com a composição do quadro seguinte:

Tipo de responsabilidade

	1998	1999	Variação (%)
Retributiva			
Em serviço na Empresa	616	620	0,65
Cedidos à Holding	27	28	-
Órgãos Sociais REN	3	3	-
Órgãos Sociais Grupo EDP	3	3	-
Req. Estado/outras Entid.	8	10	-
Em serviço na CEM - Macau	4	2	-
Subtotal	**661**	**666**	**0,76**
Vínculo			
Cedidos pela REN (23); cedidos pelo Grupo à REN (5)	13	18	
Total da responsabilidade como entidade patronal	**674**	**684**	**1,48**

Evolução dos efectivos a prestar serviço na REN

	1997	1998	1999
Quadro Permanente	701	616	603
Contratados a Termo	0	0	17
TOTAL	701	616	620
Variação (%)	-1,71	-12,13	0,65
Entradas	33	25	39
Saídas	44	110	35

Qualificação profissional dos efectivos

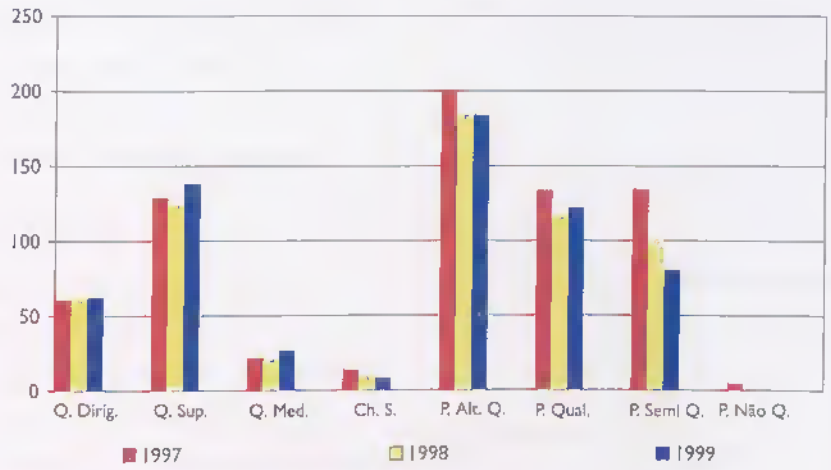
As categorias profissionais em que houve maiores movimentações foram os Quadros Superiores, com um acréscimo de 14 trabalhadores, seguindo-se os Quadros Médios e os Profissionais Qualificados com acréscimos de 5 e 6 trabalhadores respectivamente. Em contrapartida, o número de Profissionais Semi-Qualificados foi reduzido de 21 unidades.

Estas alterações evidenciam a prossecução do objectivo de aumentar o grau de qualificação dos efectivos da Empresa.

Trabalhadores por categoria profissional

Categoria profissional	1997	1998	1999
Corpos Sociais/Directores/Chefias Superiores	61 8,7%	61 9,9%	62 10,0%
Quadros Superiores	129 18,4%	124 20,1%	138 22,3%
Quadros Médios	22 3,1%	21 3,4%	26 4,2%
Chefias de Secção	14 2,0%	9 1,5%	8 1,3%
Profissionais Altamente Qualificados	201 28,7%	184 29,9%	184 29,7%
Profissionais Qualificados	134 19,1%	116 18,8%	122 19,7%
Profissionais Semi-Qualificados	135 19,3%	101 16,4%	80 12,9%
Profissionais não Qualificados	5 0,7%	0 0,0%	0 0,0%
TOTAL	701	616	620

Categorias Profissionais



Estrutura etária

A idade média dos trabalhadores em serviço na REN era de 44,5 anos, no final de 1999, correspondendo a uma acréscimo de 0,2 anos relativo a 1998. Esta evolução é resultante das admissões e das saídas dos mais idosos, contrariando, em parte, o natural acréscimo de um ano correspondente à restante população ao serviço na REN.

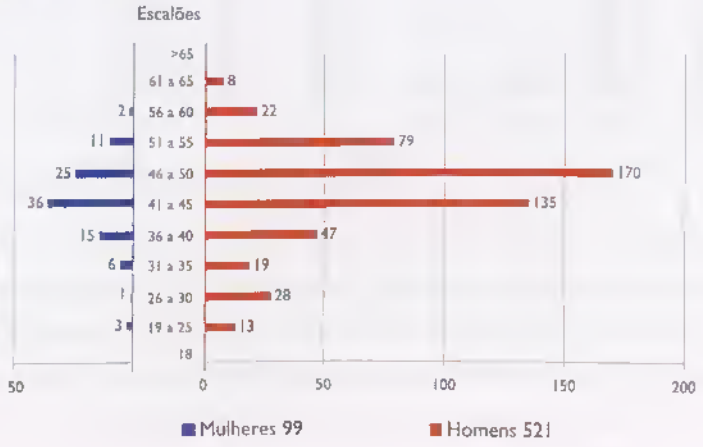
Comparando com o ano anterior, constataram-se ligeiras alterações quantitativas nos grupos:

- O grupo etário até 35 anos, inclusive, representa agora 11,3% contra 9,9% no ano anterior;
- O grupo etário entre os 36 e os 50 anos, representa 69,0% contra 72,4%, no ano anterior;
- O grupo etário superior a 50 anos, representa agora 19,7% contra 17,7% no ano anterior.

Estrutura etária por sexo

Grupo Etário	H	M	T	%
18	0	0	0	
19 a 25	13	3	16	
26 a 30	28	1	29	
31 a 35	19	6	25	
				11,3
36 a 40	47	15	62	
41 a 45	135	36	171	
46 a 50	170	25	195	
				69,0
51 a 55	79	11	90	
56 a 60	22	2	24	
61 a 65	8	0	8	
>65	0	0	0	
				19,7
	521	99	620	

Pirâmide de Idades



Absentismo

O absentismo total referido ao tempo normal de trabalho foi de 4,1% . Excluindo situações de baixa prolongada, essa taxa seria reduzida para 2,0%. Estes indicadores apresentam valores melhores que os do ano anterior (4,2% e 2,7%) por se terem reduzido situações de absentismo prolongado em geral com passagens a pré-reformas.

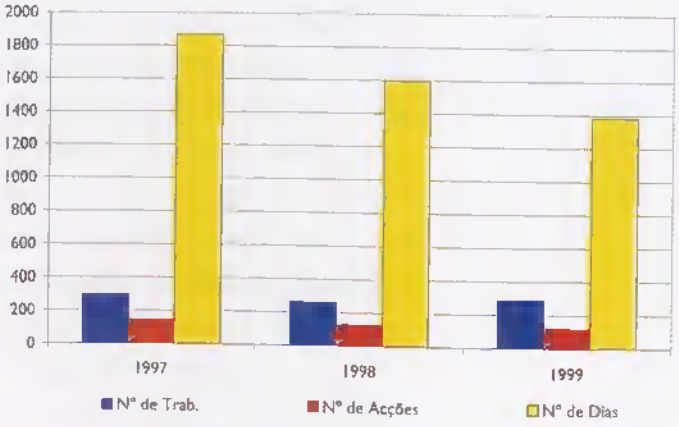
O nível destes indicadores pode considerar-se normal. Admite-se que continue a melhorar mas com resultado marginal pouco expressivo, apesar de incentivado através de adequados instrumentos de gestão, tais como prémio de assiduidade, participação nos resultados da Empresa e avaliação do desempenho.

Formação

O investimento em formação continuou a constituir uma preocupação estratégica para a garantia de melhoria da eficiência dos serviços. A diminuição verificada em alguns indicadores relativos a esta actividade não representa afrouxamento dessa preocupação, mas resulta da acentuada especialização da formação, com uma população alvo mais restrita, dado já se ter atingido um nível satisfatório com as acções de formação geral que eram mais abrangentes.

Ano	Nº de Trab.	Nº Acções	Nº de Dias
1997	295	143	1 869
1998	263	129	1 597
1999	290	120	1 383

Formação Profissional

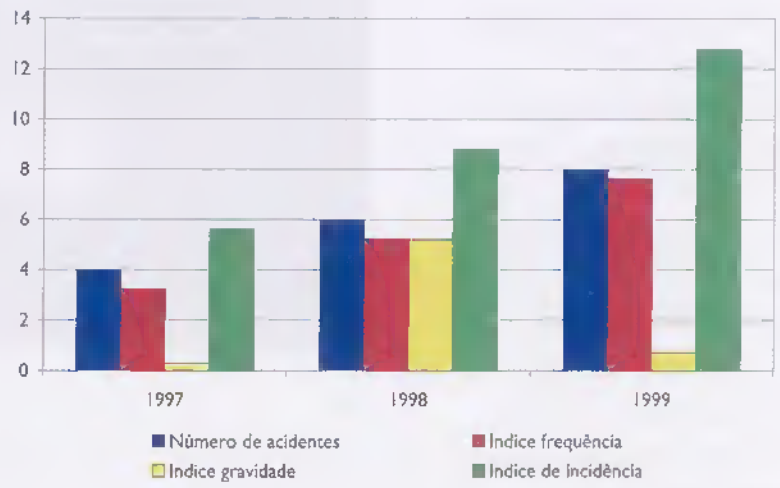


Os gastos globais com a formação no ano foram de 0,68% da massa salarial, registando uma ligeira redução em relação ao ano anterior.

Prevenção e Segurança

Os índices relativos à sinistralidade (incidência e gravidade) registaram no triénio 1997/1999 a evolução indicada no gráfico seguinte.

Sinistralidade – 1997/1998/1999



Em 1999 o número de acidentes com baixa (8) foi superior ao do ano anterior (6) e as suas consequências foram mais graves, motivando 757 dias de perda de actividade, correspondendo a um acentuado crescimento relativamente ao valor de 1998 (69 dias).

Esta situação não é evidenciada pelo índice de gravidade que apresenta, em 1999, um valor melhor que o do ano anterior, unicamente por os critérios de cálculo repercutirem em 1998 parte dos efeitos de um acidente grave ocorrido no ano anterior.

O índice de incidência aumentou mais que o índice do número de acidentes devido à diminuição dos efectivos do quadro permanente registada em 1998.

Assuntos sociais

A Empresa continuou a dispensar grande atenção às actividades enquadradas nesta área, reconhecendo a sua importância quer como instrumento de gestão dos recursos humanos, com reflexos directos na produtividade e no ambiente de trabalho, quer como meio de intervenção humanitária de apoio directo a trabalhadores e familiares em situações específicas, nomeadamente de acidente e de doença.

Relações com as Empresas do Grupo EDP no âmbito da Prestação de Serviços

Dentro da política de aproveitamento de sinergias no interior do Grupo desenvolveu-se o relacionamento com as seguintes empresas:

- ONITELECOM (gestão de serviços telefónicos).
- EDINFOR (instalação e ampliação de redes locais de computadores, suporte a aplicações informáticas; manutenção do *software* do sistema de *settlement*).
- HIDRORUMO (gestão de terrenos de e para centrais, estimativas orçamentais para aproveitamentos hidroeléctricos em estudo, observações hidro-metereológicas, trabalhos no âmbito do Estudo Prévio do aproveitamento hidroeléctrico do Baixo Sabor e construção civil).
- PROET (construção civil e estudos de impacte ambiental).
- EDP Internacional (coordenação da participação em mercados externos).
- LABELEC (estudos e ensaios laboratoriais e de campo).
- MRH (desenvolvimento de planos e acções de formação).
- SÃVIDA (serviços de medicina do trabalho e assistencial).

Regulação do Sector Eléctrico

O ano de 1999 foi o primeiro ano de aplicação à REN, e às empresas de distribuição vinculada, das regras de regulação económica e tarifária dispostas nos Regulamentos publicados pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) em Setembro de 1998.

Os custos de investimento e funcionamento e os proveitos provenientes das empresas de distribuição devem ser repartidos por cada uma das três actividades reguladas da REN – Aquisição de Energia Eléctrica, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Eléctrica. Os proveitos são resultantes

da aplicação das correspondentes tarifas publicadas pela ERSE no final do ano de 1998.

A REN está obrigada a apresentar à ERSE, no 2º trimestre de 2000, Balanços e Demonstrações de Resultados, relativos a 1999, individualizando cada uma daquelas três actividades. A ERSE analisará os desvios entre os valores ocorridos e os valores pressupostos na fixação das correspondentes tarifas e determinará aqueles cuja compensação, positiva ou negativa, será incluída nas tarifas do ano 2001.

Como consequência da transposição da Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, o ano de 1999 ficou assinalado pela abertura do mercado de electricidade em Portugal. Permite-se, desde 19 de Fevereiro de 1999, que os consumidores com consumo anual acima de 9 GWh possam requerer à ERSE a atribuição do estatuto de Cliente não Vinculado, escolhendo um fornecedor de energia eléctrica exterior ao Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP). O Cliente não Vinculado pagará a utilização das redes do SEP através de tarifas reguladas e publicadas.

Durante o ano de 1999 a REN teve de adequar a sua estrutura organizativa às exigências regulamentares impostas pela individualização organizativa das cinco funções reguladas: Gestor de Sistema, Agente Comercial do SEP, Gestor de Ofertas, Acerto de Contas e Transporte de Energia Eléctrica. Em ligação com a mesma exigência regulamentar, a REN teve de afectar meios significativos à elaboração de propostas de Manuais de Procedimentos - do Gestor de Sistema, do Agente Comercial do SEP e do Gestor de Ofertas – e de minutas de Acordos de Acesso às Redes, a apresentar à ERSE. Esses Manuais, complementando os Regulamentos já publicados, irão constituir o quadro de referência de actuação da REN no desempenho daquelas funções, garantindo aos vários intervenientes a adopção de procedimentos transparentes, objectivos, não discriminatórios e auditáveis.

De entre as matérias de índole regulatória em que a REN participou, quer directamente, quer através dos seus representantes nos Conselhos Consultivo e Tarifário, destacam-se:

- Proposta sobre "Mercado Interno de Electricidade – Abertura do Mercado em Portugal Continental".

- Proposta sobre a "Comparticipação nos custos de reforço da rede".
- Proposta sobre "Plano de devolução de cauções".
- Proposta sobre "Novas Opções Tarifárias para Grandes Clientes".
- Proposta de "Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2000".

Cooperação. Actividade internacional

A REN continuou a assegurar a representação do Grupo EDP no CNA (Conselho Nacional da Água) e nos Conselhos de Bacia dos Rios Minho, Douro, Tejo e Guadiana (órgãos consultivos que têm como competências, entre outras, a apreciação dos Planos de Bacia Hidrográfica).

Ao longo de 1999, manteve-se a intervenção no processo de atribuição de alvarás de utilização de água em centrais mini-hídricas com potência instalada inferior a 10 MVA, através da análise dos respectivos projectos e emissão de pareceres relativos à interferência com grandes aproveitamentos hidroeléctricos em exploração ou previstos.

No âmbito internacional, a REN continuou a acompanhar de perto a evolução organizativa dos sectores eléctricos dos países da União Europeia, com especial atenção à evolução do mercado eléctrico espanhol.

Os problemas ligados aos trânsitos internacionais, no novo contexto do Mercado Interno de Electricidade, têm obrigado os operadores de rede, os reguladores e a própria Comissão Europeia a profundas reflexões sobre a matéria.

É necessário criar normativos mínimos para o relacionamento entre os agentes do mercado e os operadores de rede, por forma a que o desenvolvimento do mercado eléctrico europeu não ponha em risco a segurança de operação das redes e possa, simultaneamente, criar incentivos adequados ao desenvolvimento de novas capacidades de interligação.

Neste âmbito, assinala-se a criação de uma nova associação, de cujo Comité Directivo a REN é membro, que congrega os operadores das redes de transporte de vários países europeus - a ETSO (European Transmission System Operators) e que passou a ser o interlocutor privilegiado da Comissão Europeia na proposta e aplicação de metodologias relacionadas

com os aspectos comerciais do funcionamento do mercado interno.

No âmbito da cooperação internacional salientam-se as acções de divulgação de modelos e de formação de utilizadores no modelo VALORAGUA e de consultadoria à Companhia de Electricidade de Macau (análise das condições de estabilidade da sua rede de produção, transporte e distribuição) e à Electricidade de Moçambique (reforço da alimentação eléctrica a Nacala).

Iniciou-se a participação, em parceria com a IBERDROLA e a ENEL, com a Universidade de Castilla-la-Mancha (Espanha), com a Universidade de Ciência e Tecnologia da Noruega e com as software houses KW International (inglesa) e SINTEF (norueguesa), no projecto Omega (desenvolvimento de um modelo de optimização da exploração de um sistema produtor hídrico-térmico em mercado aberto) que é financiado pela Comissão Europeia.

Em 1999 deu-se continuidade à política de participação nas principais organizações internacionais do sector, salientando-se:

- A continuação da Presidência da UCPTE (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité), organização que correspondendo à evolução e exigências do sector eléctrico europeu se passou a centrar exclusivamente na área do Transporte, com exclusão das actividades referentes à Produção. Assim, no decorrer do ano, foram alterados os seus estatutos, passando a designar-se UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité). Foi assegurado o Secretariado da organização e dada continuidade à participação nos diferentes Grupos de Trabalho.
- A manutenção da Presidência e do Secretariado da Comissão Nacional da CIGRÉ (Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques). A REN assegurou a representação com membros titulares em sete Comités de Estudo e a participação em diversos Grupos de Trabalho e "Task Forces".
- A participação, no âmbito do IESOE (Interligação Eléctrica do Sudoeste da Europa), na adaptação dos seus estatutos aos novos figurinos dos sectores eléctricos, na preparação de normativos e procedimentos comuns para o cálculo e gestão das capacidades de troca nas interligações internacionais dos países membros e nas reuniões

semestrais para análise dos problemas de expansão e exploração coordenada dos sistemas interligados.

- A representação do sector eléctrico nacional em Comités de Coordenação e Grupos de Trabalho do EURELECTRIC e da UNIPEDE, particularmente nos ligados à actividade de Regulação, Redes Transeuropeias, Aspectos Ambientais, Política Energética e Previsões.
- A representação da UCTE no grupo de Diálogo – Trânsitos, criado no âmbito da MEDELEC (Comité de Liaison Méditerranéen des Associations d'Entreprises d'Electricité), organização em que a REN integra a Assembleia Geral, tendo participado na apresentação de medidas cautelares minimizadoras das consequências do previsto fecho do anel eléctrico mediterrânico.
- A representação de Portugal no Grupo de Trabalho Interligações Eléctricas (ex-EMATLIE) criado pela Conferência dos Ministros de Energia dos Países da Bacia Mediterrânica.

Evolução económica e financeira

O desempenho económico da REN, no exercício de 1999, traduziu-se num resultado líquido de 12,6 milhões de contos, o qual, apesar de representar um decréscimo de 14,9% relativamente ao do exercício anterior, superou em 454 mil contos (3,7%) o objectivo orçamental.

Tendo os resultados financeiros e extraordinários evoluído de forma favorável, o resultado líquido foi condicionado pela actividade operacional da Empresa, cujo resultado diminuiu 6,4 milhões de contos reflectindo parcialmente a alteração de regime regulatório entre os anos de 1998 e 1999.

As despesas de investimento e os custos com fornecimentos e serviços externos foram inferiores aos objectivos orçamentais.

A estrutura patrimonial da REN viu reforçada a sua solidez financeira, patenteada na generalidade dos respectivos indicadores.

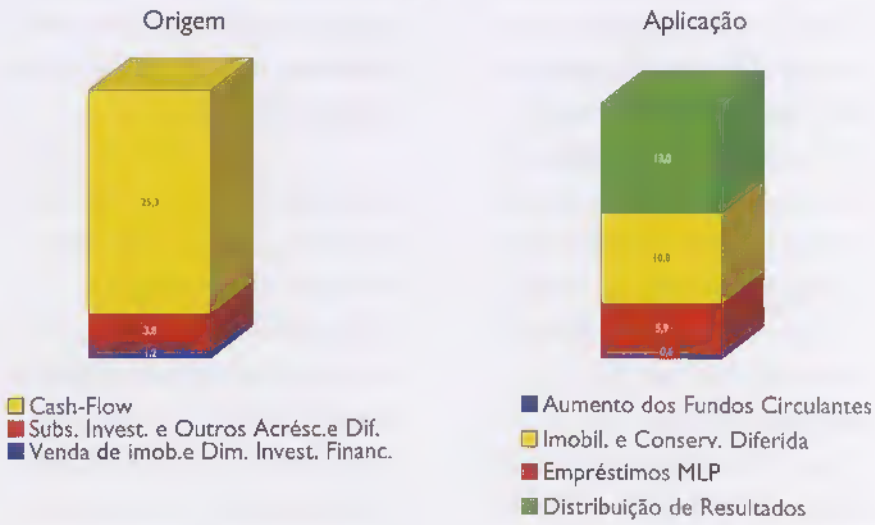
Financiamento

Estrutura da Dívida

No gráfico seguinte apresentam-se, de forma resumida, os principais fluxos de fundos ocorridos no exercício de 1999.

Origem e aplicação de fundos – Resumo

em milhões de contos

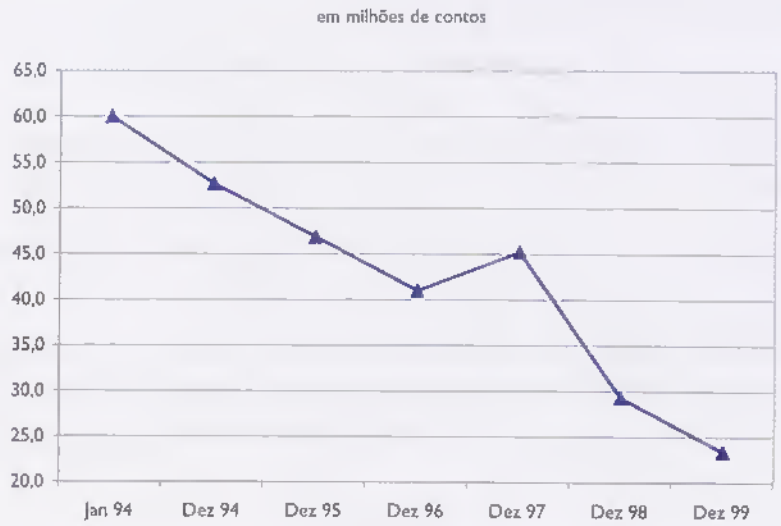


O *cash-flow* gerado pela Empresa, conjuntamente com as verbas provenientes da venda de "imobilizado", dos subsídios recebidos para investimento e de "outros acréscimos e diferimentos", para além de assegurarem a aplicação de resultados de exercícios anteriores e o cumprimento da programada amortização dos empréstimos da Holding, financiaram, ainda, a totalidade do investimento e da conservação diferida realizados no exercício.

Os fundos circulantes foram reforçados pela ocorrência de um excedente de 623 mil contos.

O gráfico seguinte ilustra a evolução da dívida financeira perante a *Holding*, assinalando-se a retoma da trajectória decorrente do programa inicial da sua amortização, alterada nos exercícios de 1997 e 1998.

Dívida financeira



A dívida, no final de 1999, situava-se em 23 439 milhares de contos, com a composição seguinte:

- Dívida de Curto Prazo – 5 860
- Dívida de Médio/Longo Prazo – 17 579

Subsídios para investimento

Em 1999 contabilizaram-se 1 339 milhares de contos de subsídios e comparticipações, dos quais 1 279 referentes a acordos celebrados com diversas entidades visando a construção de infra-estruturas para alimentação de subestações e outras instalações. Receberam-se ainda, através do IAPMEI, 60 mil contos relativos a apoios financeiros da U. E., ao abrigo de Fundos Estruturais Comunitários.

O valor global dos subsídios representa 13,6% do investimento realizado, a custos técnicos.

Tesouraria

O quadro seguinte sintetiza os movimentos de tesouraria em 1999, apresentados mais detalhadamente na "Demonstração dos Fluxos de Caixa", constante dos documentos de prestação de contas.

Resumo do movimento de Tesouraria

Mil contos

	Disponibilidades	Movimento Escritural	Total
Saldo Inicial	(455)	7 968	7 513
Recebimentos	137 233	271 168	408 401
Pagamentos	137 979	273 859	411 838
Saldo Final	(1 201)	5 277	4 076
Variação anual	(746)	(2 691)	(3 437)

Os saldos negativos das disponibilidades respeitam às contas bancárias pagadoras - de saldo tendencialmente nulo - as quais, face ao valor dos cheques descontados diariamente, são abastecidas por transferência diária e automática proveniente de conta titulada pela *Holding*.

O movimento escritural traduz os saldos inicial e final da conta corrente da REN no "Banco Interno" do Grupo, na qual são processados escrituralmente os recebimentos e pagamentos referentes a Empresas do Grupo EDP, não havendo lugar a fluxo monetário real.

O desempenho económico da Empresa, associado a uma adequada gestão dos fundos circulantes propiciou, em termos de tesouraria, um fluxo positivo de 24 milhões de contos proveniente das "actividades operacionais", nas quais se incluem os pagamentos de IRC no significativo montante de 9,9 milhões de contos.

Este fluxo, embora cobrindo o fluxo negativo das actividades de financiamento - 19,2 milhões de contos, dos quais 12,8 milhões respeitantes ao pagamento de dividendos – não foi suficiente para, além disso, fazer face ao fluxo das actividades de investimento (8,3 milhões de contos), gerando uma variação anual de tesouraria negativa, no valor de 3,4 milhões de contos.

Investimento

Investimento do exercício

A actividade de investimento mobilizou 10,3 milhões de contos, incluindo os encargos financeiros capitalizados nas imobilizações em curso. Esta verba representa um

aumento de 15,4% relativamente ao realizado em 1998, não obstante os fortes condicionamentos externos que atrasam a concretização dos projectos, sobretudo na construção de linhas.

O quadro seguinte detalha o investimento por sector de actividade e por tipo de custos.

Investimento em 1999

Mil contos

Sectores	Custos Directos	Custos Estrutura	Encargos Financeiros	Invest. Total
Terrenos de Centros Electroprodutores	37			37
Subestações	3 667	152	167	3 986
Linhas MAT	4 536	196	237	4 969
Telecomunicações	515	18	16	549
Gestor de Sistema	248	5	10	263
Outras Imob. Especif.	159	7	10	176
Não Específico	327	3	1	331
TOTAL	9 489	381	441	10 311

O conjunto dos custos de estrutura e encargos financeiros representou 8,7% dos custos directos, sendo 4,0% para custos de estrutura e 4,7% para encargos financeiros.

A construção de linhas absorveu 48,2% do investimento, a custos totais, com a seguinte distribuição por níveis de tensão:

Construção de linhas	Mil contos
Linhas a 150kV	1 241
Linhas a 220kV	3 290
Linhas a 400kV	438

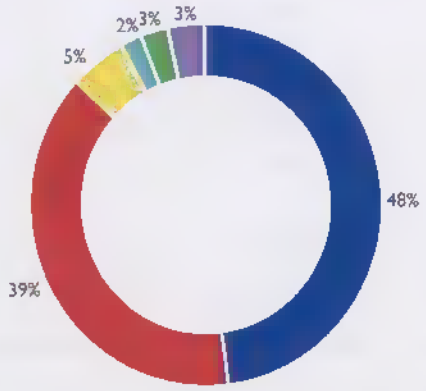
O sector das subestações abrangeu 38,7% do investimento, destacando-se as seguintes obras:

Construção de subestações	Mil contos
Posto de Corte de Urrô	462
Posto de Corte de Ermidas - Sado	247
Posto de Corte de Monte da Pedra	238

Ampliação de subestações	Mil contos
Falagueira – Introdução dos 400 kV	976
Vermoim – 2 painéis de 220 kV – Relocalização	418
Mourisca -Transf. 220/60 kV+Remod AT+SCC	207

O nível de realização do investimento, face ao objectivo orçamentado (a custos técnicos), foi de 85,4%, 3,2 pontos percentuais acima do verificado no ano anterior.

Estrutura do Investimento a Custos Técnicos



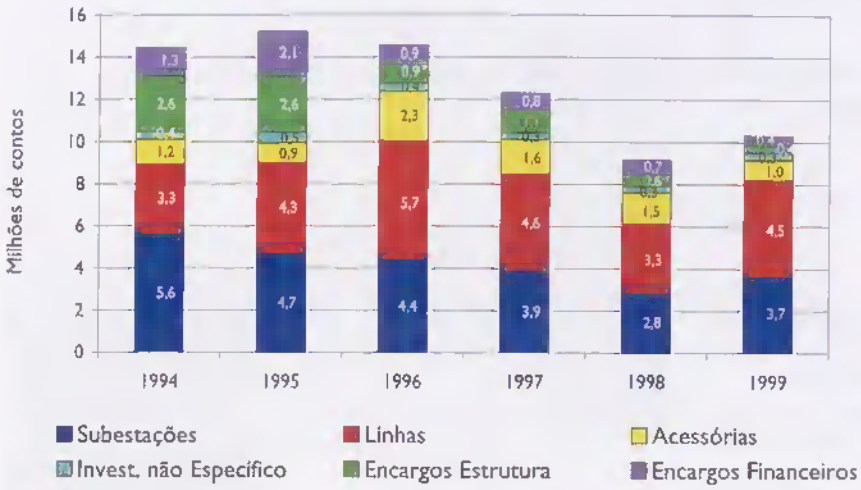
- Linhas MAT
- Subestações
- Telecomunicações
- Outros Especif.
- Gestor de Sistema
- Investimento Não Específico

Para além do investimento anterior, a REN aumentou o seu imobilizado num montante líquido de 520 mil contos, pela transferência, da CPPE, do Posto de Corte do Carrapatelo.

Evolução do investimento

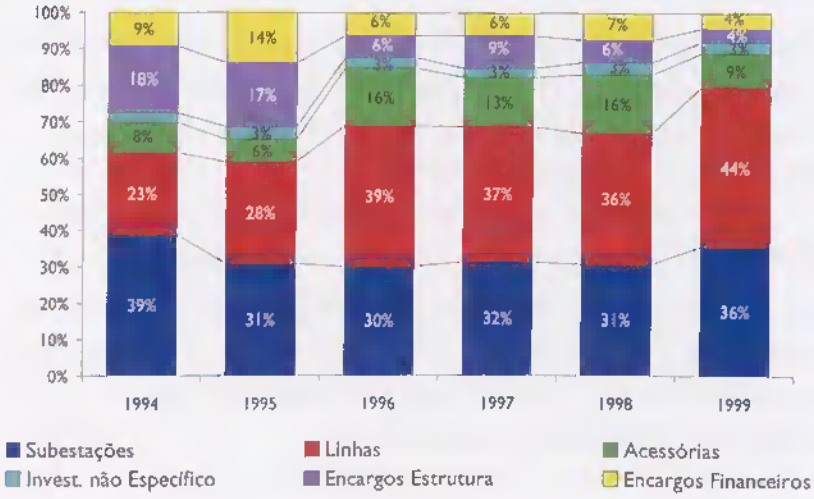
O gráfico que se segue mostra a evolução dos investimentos realizados, a custos totais, verificando-se uma ligeira retoma após a significativa redução registada no triénio 96-98.

Evolução do Investimento a custos totais. Preços de 1999



Em termos percentuais a evolução foi a seguinte:

Evolução do Investimento em %



Recorda-se que até 1995 os custos de gestão dos projectos integravam os custos de estrutura, passando a partir de 1996 a ser considerados custos directos.

Em Janeiro de 1998, procedeu-se à revisão das taxas de repartição dos encargos de

estrutura pelo investimento e pela exploração, de forma a que representassem mais correctamente o apoio das estruturas comuns àquelas actividades.

O quadro seguinte decompõe o valor do investimento em custos internos e externos.

Repartição do investimento

Mil contos

	1998		1999	
	Valor	%	Valor	%
Investimento a Custos Totais	8 938	100	10 311	100
Custos Internos	2 254	25	1 935	19
Material de Armazém	15	0	0	0
Custos de Gestão	1 021	11	1 113	11
Custos de Estrutura	548	6	381	4
Custos Financeiros	670	8	441	4
Custos Externos	6 684	75	8 376	81

Nota-se que se acentuou a tendência, já verificada nos anos anteriores, de redução do "peso" dos custos internos – designadamente dos custos financeiros e dos custos de estrutura – motivada, em 1999, quer pela sua diminuição em termos absolutos, quer pelo aumento do investimento.

Balanço

O quadro seguinte retrata, de forma sintética, a situação patrimonial da REN no final dos dois últimos exercícios e a correspondente variação. As rubricas integrantes dos "Acréscimos e Diferimentos" foram, face aos objectivos desta análise, reclassificadas de acordo com a sua liquidez ou estabilidade.

Balanço comparativo

Mil contos

	1998	1999	Variação Absoluta	Variação %
Activo	327 175	325 506	(1 669)	(0.5)
Imobilizado Líquido	279 202	275 572	(3 630)	(1.3)
Circulante M.L.P.	627	321	(306)	(48.8)
Circulante C.P.	47 346	49 613	2.267	4.8
Passivo	97 571	91 910	(5 661)	(5.8)
Exigível C.P.	50 299	51 943	1 644	3.3
Exigível M.L.P.	47 272	39 967	(7 305)	(15.5)
Capital Próprio	229 604	233 596	3 992	1.7
Passivo + Capital Próprio	327 175	325 506	(1 669)	(0.5)

O Activo, ao totalizar 325,5 milhões de contos em 31 de Dezembro, registou um decréscimo de 1,7 milhões de contos (0,5%).

Esta redução está sobretudo associada ao valor do Imobilizado Corpóreo, líquido de amortizações, que diminuiu 3,1 milhões de contos, na sequência da variação negativa já ocorrida nos dois anos anteriores, no montante de 5,6 milhões de contos.

Para além do diferencial entre as amortizações e o investimento do exercício, que ascendeu a 2,3 milhões de contos, assinala-se ainda a reclassificação como "Circulante a Curto Prazo" do valor a receber do Estado referente ao investimento efectuado em Foz Côa (434 mil contos).

Ainda no âmbito do Imobilizado, salienta-se a transferência para a *Holding* das participações sociais da REN no capital de Empresas de Serviços do Grupo, evidenciada no balanço por uma variação negativa dos investimentos financeiros de 569 mil contos.

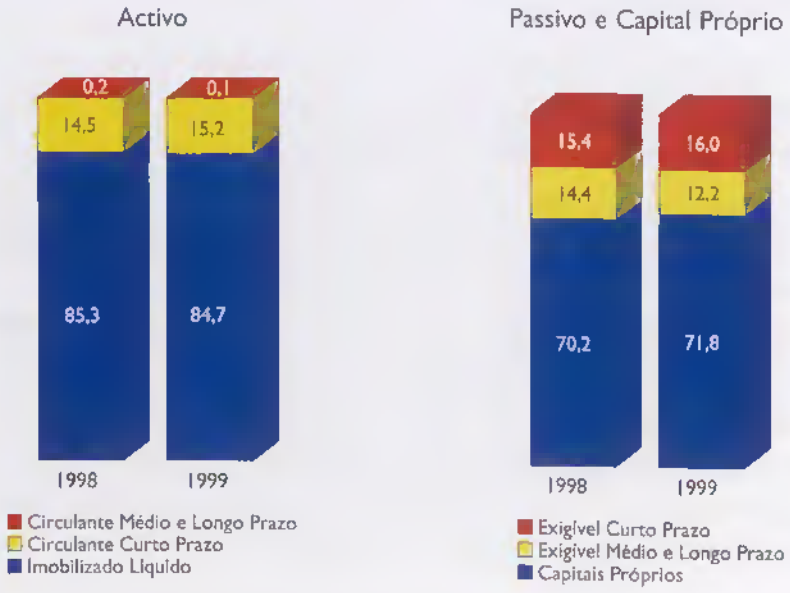
O decréscimo do Circulante a Médio e Longo Prazo – 306 mil contos – resultou da redução dos custos diferidos respeitantes a grandes reparações do imobilizado. Relativamente ao Circulante a Curto Prazo, que cresceu 2,3 milhões de contos, sublinha-se o incremento do crédito referente aos pagamentos por conta do IRC (3,1 milhões de contos) e o valor do IVA a recuperar - 576 mil contos.

No que respeita ao Passivo, que registou uma diminuição de 5,7 milhões de contos (5,8%), destaca-se a amortização dos empréstimos da *Holding* em 5,9 milhões de contos e a redução das Provisões – designadamente das referentes ao "Complemento do Fundo de Pensões", "Actos Médicos" e "Racionalização de Recursos Humanos" – no valor global de 5 milhões de contos.

O incremento de 4 milhões de contos (1,7%) no Capital Próprio resulta da diferença entre os resultados líquidos de 1999 (12,6 milhões de contos) e a aplicação dos resultados do exercício anterior (13,1 milhões de contos), acrescida da anulação de provisões levada a "Resultados Transitados" (4,5 milhões de contos).

As variações descritas nos parágrafos anteriores originaram as alterações na estrutura do balanço ilustradas no gráfico seguinte:

Estrutura do Balanço (%)



A evolução verificada na estrutura do balanço reflecte um reforço da solidez financeira da Empresa, expressa pelo acréscimo de 1,6 pontos percentuais do "peso" dos Capitais Próprios e pela redução de 2,2 pontos da Dívida a Médio e Longo Prazo.

Esta redução dos Capitais Permanentes – 0,6 pontos percentuais – foi equivalente à do Imobilizado Líquido, enquanto o acréscimo do Exigível a Curto Prazo foi compensado pelo verificado no Circulante a Curto Prazo.

Demonstração dos Resultados

No quadro seguinte apresentam-se os principais custos e proveitos operacionais, assim como os diferentes tipos de resultados apurados nos dois últimos anos e a respectiva variação.

Conta de Resultados

Mil contos

	1998	1999	Variação Absoluta	Variação %
Vendas de Electricidade	322 900	352 048	29 148	9.0
Prestações de Serviços	488	447	(41)	(8.4)
Trabalhos p/ Própria Empresa	2 387	1 951	(436)	(18.3)
Outros Prov. Operacionais	634	533	(101)	(15.9)
A – Proveitos Operacionais	**326 409**	**354 979**	**28 570**	**8.8**
Compras de Electricidade	277 512	323 527	46 015	16.6
Correcção de Hidraulicidade	(19)	(11 929)	(11 910)	(999.9)
Fornec. e Serviços Externos	3 695	4 323	628	17.0
Custos com Pessoal	5 297	5 785	488	9.2
Amortizações	13 004	13 236	232	1.8
Provisões	356	314	(42)	(11.8)
Outros Custos Operacionais	1 126	637	(489)	(43.4)
B – Custos Operacionais	**300 971**	**335 893**	**34 922**	**11.6**
C – Result. Operacionais (A-B)	**25 438**	**19 086**	**(6 352)**	**(25.0)**
D – Resultados Financeiros	**(1 545)**	**(774)**	**771**	**49.9**
E – Resultados Extraordinários	**675**	**2 747**	**2 072**	**307.0**
F – Result. Antes Impostos (C+D+E)	**24 568**	**21 059**	**(3 509)**	**(14.3)**
G – Imposto sobre o rendimento	**9 765**	**8 463**	**(1 302)**	**(13.3)**
Resultado Líquido (F-G)	**14 803**	**12 596**	**(2 207)**	**(14.9)**

O Resultado Líquido da REN traduziu-se num lucro de 12,6 milhões de contos, o qual, embora representando um decréscimo de 14,9% relativamente a 1998, superou o objectivo orçamental em 454 mil contos (3,7%).

Actividade Empresarial

A evolução desfavorável, face ao exercício anterior, teve origem na actividade operacional da Empresa, cujo resultado – 19,1 milhões de contos – foi inferior em 6,4 milhões de contos (25%) ao do ano de 1998. Não obstante o aumento dos proveitos operacionais em 8,8%, os correspondentes custos cresceram 11,6%.

As vendas de electricidade atingiram 352 milhões de contos, representando um aumento de 9% relativamente a 1998.

A margem entre as Vendas e as Compras de Electricidade, corrigida pelo efeito da hidraulicidade, foi de 40,5 milhões de contos, inferior em 5 milhões de contos (10,9%) à registada em 1998.

A rubrica de proveitos Trabalhos para a Própria Empresa - que compensa os custos directos e indirectos aplicados no investimento e na conservação diferida - decresceu significativamente (18,3%), detalhando-se no quadro seguinte a respectiva evolução.

Trabalhos para a própria Empresa

Mil contos

	1998	1999	Variação Absoluta	Variação %
Para Imobilizado em Curso	2 254	1 935	(319)	(14.2)
Consumo Materiais Diversos	15		(15)	(100)
Custos de Estrutura	548	381	(167)	(30.5)
Custos Internos de Gestão	1 021	1 113	92	9.0
Encargos Financeiros	670	441	(229)	(34.2)
Para Conservação Diferida	133	15	(118)	(88.7)
TOTAL	**2 387**	**1 950**	**(437)**	**(18.3)**

No âmbito dos Custos Operacionais, refira-se que os encargos com os Fornecimentos e Serviços Externos, apesar de registarem um agravamento de 628 mil contos (17%) relativamente a 1998, foram inferiores em 121 mil contos (2,7%) ao objectivo orçamental fixado para 1999.

O agravamento anterior ocorreu, fundamentalmente, na rubrica de "Trabalhos Especializados", onde se destacam os serviços de consultoria relacionados com o processo de reorganização interna imposto pela nova regulamentação para o Sector Eléctrico, os encargos associados ao secretariado da UCTE e os relacionados com o problema informático do ano 2000, que, globalmente, absorveram cerca de 520 mil contos.

Os Custos com o Pessoal evidenciam um acréscimo de 488 mil contos (9,2%), salientando-se o aumento em 432 mil contos da dotação anual para o Fundo de Pensões.

A função financeira registou novamente uma evolução favorável, traduzida num decréscimo do respectivo resultado negativo em 771 mil contos (49,9%), face ao verificado em 1998. A diminuição da dívida e a progressiva baixa da respectiva taxa de juro, ocorrida até ao final de Agosto, reduziram os correspondentes encargos em 1,3 milhões de contos. Em contrapartida, os menores excedentes de tesouraria reduziram a respectiva remuneração em 261 mil contos e, em consequência da já referida transferência das participações sociais para a *Holding*, foram nulos os ganhos em empresas do Grupo e Associadas (233 mil contos em 1998).

Refira-se, ainda, um Resultado Extraordinário favorável de 2,7 milhões de contos, que superou em 2,1 milhões o ocorrido no ano anterior. Esta variação resultou, fundamentalmente, dos movimentos das provisões para riscos e encargos contabilizados em custos e proveitos extraordinários.

Finalmente, sublinha-se que no decurso de 1999 a Empresa gerou um *cash-flow* de 25,3 milhões de contos - inferior em 23,3% ao do exercício anterior - conforme se detalha no quadro seguinte.

Meios libertos líquidos

Mil contos

	1998	1999	Variação Absoluta	Variação %
Resultados Líquidos	14 803	12 596	(2 207)	(14.9)
Amortizações (Líquidas)	13 003	13 209	206	1.6
Provisões (Líquidas)	5 188	(511)	(5 699)	(109.8)
TOTAL	**32 994**	**25 294**	**(7 700)**	**(23.3)**

Indicadores mais relevantes

No quadro seguinte apresentam-se alguns indicadores económico--financeiros relevantes, que suscitam os seguintes comentários.

Em termos económicos, o resultado líquido apurado em 1999, após a estimativa do IRC, conduz a uma rendibilidade dos capitais próprios de 5,4%, inferior num ponto percentual à do exercício anterior. Os indicadores das rendibilidades económica e das vendas confirmam esta evolução desfavorável.

A significativa redução dos "meios libertos" pela Empresa, conjugada com o aumento das despesas de investimento, diminuiu a capacidade de autofinanciamento de 4,0 para 2,6, valor, contudo, superior ao verificado no período 1994-97.

Os indicadores de "situação financeira" reflectem o reforço da solidez da respectiva estrutura, expressa no facto de os capitais próprios serem 5,8 vezes superiores ao passivo de médio e longo prazo, e de o activo ter um valor 3,5 vezes maior que o do passivo. Estes valores assumem especial significado numa Empresa de capital intensivo.

No que respeita à situação financeira a curto prazo, há também uma evolução favorável, atestada pelo *ratio* da liquidez geral que subiu de 94,1% para 95,5%.
Salienta-se, por fim, a sensível e progressiva melhoria evidenciada pelos indicadores de produtividade, que no caso do V.A.B. per capita registou um incremento médio de 15,5% nos três últimos exercícios, e de 10,2% em 1999.

Indicadores

	1998	1999
De Situação Financeira		
Solvabilidade Total		
Activo/Passivo	3,4	3,5
Autonomia Financeira		
Capital Próprio/Activo (%)	70,2	71,8
Estrutura Financeira		
Capital Próprio/Passivo MLP	4,9	5,8
Liquidez Geral		
Capitais Circ./Passivo Curto P. (%)	94,1	95,5
Cobertura do Imobilizado		
Capitais Permanentes/Activo Fixo (%)	99,2	99,3
Capacidade de Autofinanciamento		
Cash flow/Investimento C.Técnicos	4,0	2,6
De Eficiência Operativa		
Rotação do Activo		
Vendas/Activo (%)	98,7	108,2
Prazo Médio de Recebimentos (meses)		
Cred. Correntes Clientes/Vendas x 12	1,2	1,1
Prazo Médio de Pagamentos (meses)		
Déb. Correntes Fornec. /Compras x 12	1,2	1,2
De Rendibilidade		
Rendibilidade dos Capitais Próprios		
Resultados Líquidos/Capitais Próprios (%)	6,4	5,4
Rendibilidade Económica		
Resultado Operacional/Activo (%)	7,8	5,9
Rendibilidade das Vendas		
Resultado Líquido/Vendas (%)	4,6	3,6
De Produtividade		
V.A.B. per capita (Milhares de contos)		
V.A.B./Nº Médio Efectivos	53,0	58,4
Vendas per capita (Milhares de contos)		
Vendas/Nº Médio Efectivos	449,1	532,5

Aspectos fiscais e parafiscais

Foi assumida como estimativa para o Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRC), em 1999, a verba de 8 463 milhares de contos, que representa 40,2% dos resultados brutos antes de impostos. A diferença para as taxas legais em vigor resulta, fundamentalmente, do acréscimo à matéria colectável de 2 159 milhares de contos, relativos a amortizações derivadas de reavaliações do imobilizado, na parte não aceite fiscalmente como custo.

No final do exercício não existiam dívidas vencidas ao fisco e à Segurança Social.

Considerações finais

Perspectivas para o ano 2000

1. As expectativas de crescimento dos consumos para 2000 apontam para valores entre 4 e 5%. Esta previsão apoia-se nas previsões do crescimento económico nacional estimadas em 3,3% e na manutenção de uma elasticidade superior a 1 entre o crescimento dos consumos e o PIB que tem caracterizado os últimos anos. Na linha do acordado entre a Direcção-Geral de Energia e a REN, a Empresa deverá apresentar até final de Junho de 2000 um documento relativo às Previsões do Consumo de Electricidade em Portugal para um horizonte de 10 anos. A elaboração deste documento foi desencadeada em 1999 e deverá apoiar-se em cenários de evolução macro-económica e sectoriais preparados pelo Gabinete de Estudos e Prospectiva Económica (GEPE) do Ministério da Economia por solicitação da REN.

2. O referido crescimento de consumos não se traduzirá em exigências idênticas para a produção do SEP uma vez que deve continuar a crescer a capacidade instalada nos chamados Produtores em Regime Especial (PRE), isto é, produção baseada em energias renováveis e cogeração, a qual beneficia desde finais de 1999 de legislação mais favorável quanto ao preço de venda ao SEP, designadamente de um prémio ambiental superior a 5$00/kWh. Por outro lado, a liberalização do mercado deverá traduzir-se na desvinculação de alguns grandes clientes do Sistema Eléctrico Público (SEP) e no seu abastecimento pelo Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) ou através de contratos de importação.

3. É provável que os custos unitários de aquisição de energia no SEP aumentem relativamente a 1999 devido sobretudo aos custos de capacidade da central de ciclo combinado, a gás natural, da Tapada do Outeiro (já com três grupos em funcionamento industrial) e ao aumento dos preços dos combustíveis, quer por aumento do preço do petróleo, quer pela tendência desfavorável da taxa de câmbio do euro relativamente ao dólar já constatada nos primeiros meses de 2000. Estes factos, associados a uma baixa hidraulicidade nos três primeiros meses de 2000, podem levar a REN a solicitar à ERSE, justificadamente, uma revisão antecipada das tarifas de energia e potência estabelecidas para 2000. Recorda-se que em relação a

estes custos a REN limita-se a funcionar como *pass-through* entre a produção e a distribuição.

4. No âmbito da liberalização do mercado estará a funcionar até final do primeiro semestre de 2000 uma "bolsa" de electricidade baseada em princípios idênticos aos do "mercado" espanhol, embora menos complexa (ausência inicial de mercado "intradiário") e não obrigatória. Para institucionalizar o seu funcionamento é necessário, no entanto, acordar nas regras de relacionamento entre os dois mercados, devendo ser retomadas as negociações entre os dois operadores de mercado, respectivamente a REN e a OMEL, e entre as Direcções Gerais de Energia de ambos os países. Embora com estatutos distintos, as Entidades Reguladoras de Portugal e Espanha devem igualmente intervir no processo.

5. O funcionamento do mercado implicará, igualmente, a procura de uma solução para possíveis problemas de congestionamento nas interligações, quer por restrições das próprias interligações, quer por restrições internas na rede de qualquer dos países. Sem prejuízo do trabalho genérico em curso no âmbito da ETSO, designadamente quanto à natureza dos conceitos e à regularidade da sua divulgação aos agentes do mercado, é notório que o método a adoptar nas interligações entre Portugal e Espanha deverá resultar de uma solução acordada entre os operadores de sistema dos dois países, REN e REE, para a qual já existem algumas propostas que serão objecto de análise adicional.

6. Os trabalhos desenvolvidos na ETSO sobre as tarifas a aplicar aos trânsitos de energia entre países encaminham-se para uma solução única na rede interligada da UCTE, cuja aplicação a Comissão Europeia e os Reguladores pretendem pôr em vigor ainda antes do final de 2000. Esta questão justifica que, tal com até agora, a REN continue a participar activamente nesses trabalhos, que terão consequências profundas nos sistemas de aquisição e transmissão de informação (horária, individualizada em todas as interligações) e sua posterior validação para efeitos de liquidação e acerto de contas. Tem-se como inevitável a criação de um sistema de pagamentos e recebimentos entre operadores de Redes de Transporte (TSO) no âmbito da UCTE.

7. Na área dos centros produtores, será assinada no início de 2000 a adenda ao Contrato de Aquisição de

Energia (CAE) de Venda Nova, esperando-se que o reforço de potência a que respeita entre em serviço no 2º semestre de 2004. Analogamente, durante o ano 2000 deverá ser acordada a minuta do CAE relativo a Alqueva cuja data de entrada em serviço continua apontada para 2002. Finalmente, deverão iniciar-se as negociações quanto aos aspectos particulares de relacionamento entre a REN e o promotor da segunda central de ciclo combinado, cujo primeiro grupo se pretende operacional antes do final de 2003 e cuja localização mais provável é o Carregado de acordo com os estudos encomendados pela REN.

8. Nas actividades ligadas ao investimento na Rede de Transporte é desejável que durante 2000 se ultrapassem as dificuldades que têm bloqueado a conclusão de empreendimentos importantes de que se destacam o reforço do abastecimento à grande Lisboa e o reforço do abastecimento do Algarve. O andamento do projecto de ligação de Alqueva à actual Rede de Transporte beneficiou de uma abordagem distinta, com envolvimento, desde o início, de autarquias e de organismos ligados ao ambiente e não se esperam atrasos na sua conclusão. O processo de ligação da nova central de ciclo combinado deverá pautar-se, na medida do possível, por uma abordagem idêntica, tanto mais delicada quanto qualquer dos sítios estudados exige importantes reforços da Rede de Transporte em zonas mais desfavoráveis (sob essa perspectiva) do que a ligação de Alqueva.

9. Os constrangimentos já identificados à expansão e reforço da Rede de Transporte – aliás comuns a todas as redes de muito alta tensão por toda a Europa – e a proliferação de intenções quanto ao acréscimo de capacidade de produtores em regime especial, em zonas normalmente afastadas da Rede de Transporte mas com potenciais reflexos sobre ela, tornam ainda mais importante a manutenção de uma articulação permanente e cuidada entre Transporte e Distribuição (desde o início de 2000 facilitada pela fusão das empresas de distribuição na empresa única EDP Distribuição), de forma a coordenar e optimizar soluções, com benefícios para ambas as partes e, em última análise, para accionistas e clientes, resultantes da partilha mais

eficiente de recursos sem prejuízo da qualidade de serviço.

Proposta de aplicação de resultados

O Conselho de Administração, nos termos do Art.º 25º dos Estatutos da REN, propõe que o resultado líquido do exercício de 1999, no valor de 12 596 365 722$00, tenha a seguinte aplicação:

Para Reserva Legal	629 820 000$00
Para Dividendos	11 500 000 000$00
Para Resultados Transitados	466 545 722$00

O Dividendo normal será acrescido de 4 400 000 000$00 provindo de Resultados Transitados.

Nota final

A fechar o Relatório do Exercício de 1999, o Conselho de Administração quer deixar expresso o seu apreço e reconhecimento a todos os Colaboradores da Empresa pelo empenho e elevado profissionalismo evidenciados no desempenho das suas funções e na concretização dos objectivos traçados.

O Conselho de Administração agradece o apoio recebido do Conselho de Administração da EDP, S.A. e da sua Estrutura Central, agradecimento que é extensível às restantes Empresas do Grupo.

Ao Órgão de Fiscalização, pela relevante e indispensável colaboração prestada, manifesta o Conselho de Administração o seu reconhecimento.

Lisboa, 10 de Março de 1998

O Conselho de Administração

João Alexandre do Nascimento Baptista
Presidente

Orlando Francisco Pereira da Graça Lobo
Vogal

Hugo Alberto de Sá Carneiro d'Assumpção
Vogal

Anexo referido no nº 5 do artº 447 do Código das Sociedades Comerciais

Acções e Obrigações da EDP de que são titulares os membros da Administração e Fiscalização

	Detidas em 1998-12-31		Adquiridas em 1999			Vendidas em 1999		Saldo em 1999-12-31	
	Acções	Obrigações		Acções	Obrigações	Acções	Obrigações	Acções	Obrigações
Membros do CA									
João Alexandre do Nascimento Baptista	900		Nº	14				914	
			Preço	---					
Cônjuge: Joana de Barros Baptista	250		Nº					250	
			Preço						
Orlando Francisco Pereira da Graça Lobo	690		Nº	212				902	
			Preço	654 742					
Cônjuge: Beatriz Ana Pais da Graça Lobo	128		Nº	2				130	
			Preço	---					
Filho dependente: Gonçalo Nuno Pais da Graça Lobo	128		Nº	2				130	
			Preço	—					
Hugo Alberto Sá Carneiro d'Assumpção	1 716	249 399	Nº	1 012				2 728	249 399
			Preço	3 386 520					
Cônjuge: Aldina da Conceição Ferreira d'Assumpção	78		Nº					78	
			Preço						
Fiscal Único									
Luís Borges de Assunção	225		Nº	1				226	
			Preço	---					
Cônjuge: Maria de Lourdes Borges de Assunção	50		Nº	2				52	
			Preço	---					

Documentos de Prestação de Contas

86 Balanço Analítico em 31 de Dezembro de 1999

88 Demonstração dos Resultados

92 Anexo ao Balanço e Demonstração dos Resultados

Documentos de Prestação de Contas

Balanço Analítico em 31 de Dezembro de 1999

Escudos

Notas	Activo	1999 AB	A/P	AL	1998 AL
	Imobilizado				
03.a/10.	Imobilizações incorpóreas				
08.	Despesas de instalação	6 373 383	6 373 383		851 952
		6 373 383	6 373 383		851 952
03.b/10/	Imobilizações corpóreas				
/11/12/13/	Terrenos e recursos naturais	279 146 824		279 146 824	279 146 824
14/15.	Edifícios e outras construções	5 095 935 825	2 861 599 487	2 234 336 338	2 409 419 915
	Equipamento básico	515 087 673 442	255 802 288 229	259 285 385 213	261 733 908 210
	Equipamento de transporte	628 940 050	464 969 144	163 970 906	177 914 810
	Ferramentas e utensílios	274 113 114	226 401 267	47 711 847	41 588 013
	Equipamento administrativo	1 765 167 527	1 296 477 422	468 690 105	482 866 200
	Diferenças de câmbio	1 606 382 675	347 003 932	1 259 378 743	1 312 867 196
	Imobilizações em curso	11 832 864 668		11 832 864 668	12 195 319 371
		536 570 224 125	260 998 739 481	275 571 484 644	278 633 030 539
10/16.	Investimentos financeiros				
	Partes de capital em empresas associadas				321 346 580
	Partes de capital em outras empresas				247 332 034
					568 678 614
	Circulante				
03.c/41.	Existências				
	Produtos e trabalhos em curso	89 527 910		89 527 910	15 662 402
	Matérias primas, subsid. e consumo	159 657 459		159 657 459	169 192 372
		249 185 369		249 185 369	184 854 774
	Dívidas de Terceiros - Médio e longo prazo				
48.f.	Outros devedores	28 811 970		28 811 970	28 401 880
		28 811 970		28 811 970	28 401 880
03.d	Dívidas de terceiros - Curto prazo				
	Clientes c/c	33 218 177 537		33 218 177 537	31 826 456 667
48.e.	Estado e outros entes públicos	576 156 479		576 156 479	
23/25/48.b.	Outros devedores	13 891 059 710	10 576 800	13 880 482 910	12 792 535 942
		47 685 393 726	10 576 800	47 674 816 926	44 618 992 609
	Depósitos bancários e caixa				
	Depósitos bancários	349 439		349 439	331 445
	Caixa	766 470		766 470	71 777
		1 115 909		1 115 909	403 222
48.a.	**Acréscimos e Diferimentos**				
	Acréscimos de proveitos	1 368 458 403		1 368 458 403	2 080 437 377
	Custos diferidos	612 165 575		612 165 575	1 059 699 497
		1 980 623 978		1 980 623 978	3 140 136 874
	Total de amortizações		261 005 112 864		
	Total de provisões		10 576 800		
	Total do activo	**586 521 728 460**	**261 015 689 664**	**325 506 038 796**	**327 175 350 464**

Departamento Financeiro
O Técnico de Contas
Silvano Luís Ferreiro

O Responsável
Gerardo Gonçalves

O Director Administrativo e Financeiro
Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

Escudos

Capital próprio e passivo

Notas		1999	1998
	Capital Próprio		
36/37/40.	Capital	106 800 000 000	106 800 000 000
	Ajustamentos de partes de capital em filiais e associadas	99 473 454	54 269 425
40.	**Reservas**		
	Reservas legais	1 914 434 542	1 174 284 542
	Outras reservas	106 772 262 852	106 772 262 852
40.	Resultados transitados	5 413 542 427	159 909
	Subtotal	220 999 713 275	214 800 976 728
40.	Resultado líquido do exercício	12 596 365 722	14 802 912 557
	Total do capital próprio	233 596 078 997	229 603 889 285
	Passivo		
34.	Provisões para riscos e encargos		
	Provisões para pensões		1 291 000 000
	Outras provisões para riscos e encargos	3 619 576 095	7 298 064 140
		3 619 576 095	8 589 064 140
29.	**Dívidas a terceiros - Médio e longo prazo**		
	Accionistas (sócios) - empréstimos de Empresas do Grupo	17 579 609 871	23 439 479 823
		17 579 609 871	23 439 479 823
03.d	**Dívidas a terceiros - Curto prazo**		
	Accionistas (sócios) - empréstimos de Empresas do Grupo	5 859 869 956	5 859 869 956
	Dívidas a instituições de crédito	1 202 115 752	455 695 821
	Fornecedores c/c	21 673 610 834	22 998 246 710
	Fornecedores - facturas em recepção e conferência	6 750 752	70 000
	Fornecedores de imobilizado c/c	3 091 230 492	3 173 476 586
48.e	Estado e outros entes públicos	8 620 310 193	10 108 642 302
48.b.	Outros credores	1 117 546 221	105 330 153
		41 571 434 200	42 701 331 528
48.a.	**Acréscimos e Diferimentos**		
	Acréscimos de custos	11 040 223 779	6 973 225 855
	Proveitos diferidos	18 099 115 854	15 868 359 833
		29 139 339 633	22 841 585 688
	Total do Passivo	**91 909 959 799**	**97 571 461 179**
	Total do Capital Próprio e do Passivo	**325 506 038 796**	**327 175 350 464**

O Conselho de Administração
João Alexandre do Nascimento Baptista – Presidente
Orlando Francisco Pereira da Graça Lobo
Hugo Alberto de Sá Carneiro d'Assumpção

Demonstração dos Resultados

Escudos

Custos e perdas		1999			1998
Notas					
03.c./41.	**Custo das existências vendidas e consumidas**				
	Electricidade	323 527 142 819		277 512 412 747	
	Materiais diversos	11 299 281	323 538 442 100	20 814 563	277 533 227 310
	Fornecimentos e serviços externos		4 323 345 570		3 694 665 888
	Custos com o pessoal				
	Remunerações				
43.	Remunerações dos órgãos sociais	55 286 506		48 328 256	
	Remunerações do pessoal	3 600 162 919		3 418 069 104	
	Encargos sociais				
	Prémios para pensões	537 579 255		105 967 960	
	Encargos sobre remunerações	829 842 983		843 784 156	
	Custos de acção social	386 402 592		389 004 764	
	Outros	375 378 179	5 784 652 434	491 628 184	5 296 782 424
03.b	Amortizações do exercício	13 236 137 098		13 003 581 715	
34	Provisões do exercício	314 000 000	13 550 137 098	355 976 800	13 359 558 515
	Impostos				
	Impostos indirectos	69 692 125		57 144 740	
	Impostos directos	9 680 171		5 314 818	
48.c	Cor. de Hidraulicidade - diferen. do exerc. - Custo				
	Outros custos e perdas operacionais	546 603 246	625 975 542	1 043 405 301	1 105 864 859
	A – Custos e perdas operacionais		**347 872 552 744**		**300 990 098 996**
45.	**Custos e perdas financeiras**				
14.b	Juros	960 530 799		2 237 406 932	
	Diferenças de câmbio desfavoráveis	777 285		194 419	
	Perdas em empresas associadas			85 047	
	Outros custos e perdas financeiras	2 322 085	963 630 169	1 346 071	2 239 032 469
	C – Custos e perdas correntes		**348 786 182 913**		**303 229 131 465**
46.	**Custos e perdas extraordinárias**				
	Perdas em existências			5 844 534	
	Perdas em imobilizações	13 446 853		37 327 479	
	Correcções relativas a exercícios anteriores	86 500 014		1 506 667 045	
46.a	Outros custos e perdas extraordinárias	566 400 163	666 347 030	1 900 888 946	3 450 728 004
	E – Custos e perdas do exercício		**349 452 529 943**		**306 679 859 469**
	Imposto sobre o rendimento do exercício		8 463 065 389		9 764 994 841
	G – Custos totais		**357 915 595 332**		**316 444 854 310**
	Resultado líquido do exercício		12 596 365 722		14 802 912 557
	Total		**370 511 961 054**		**331 247 766 867**

Resultados Operacionais	(B)-(A)
Resultados Financeiros	[(D)-(B)]-[(C)-(A)]
Resultados Correntes	(D)-(C)
Resultados Antes de Impostos	(F)-(E)
Resultado Líquido do Exercício	(F)-(G)

Departamento Financeiro

O Técnico de Contas
Silvano Luís Ferreira

O Responsável
Gerardo Gonçalves

O Director Administrativo e Financeiro

Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

Proveitos e ganhos

Escudos

Notas		1999		1998	
44.	**Vendas**				
44.a.1.	De energia eléctrica	352 048 577 699		322 899 520 847	
44.a.2.	Materiais diversos	444 379		216 692	
44.b.	**Prestações de serviços**	447 096 301	352 496 118 379	487 809 207	323 387 546 746
	Variação da produção				
	Produtos e trabalhos em curso				
	Existências finais	89 527 910		15 662 402	
	Existências iniciais	15 662 402	73 865 508	1 074 100	14 588 302
48.d.	Trabalhos para a própria empresa		1 950 611 956		2 387 423 838
	Proveitos suplementares	120 685 063			
48.c	**Correcção de Hidraulicidade - difer. do**			129 535 849	
	exerc. - Proveito	11 929 631 635		19 498 670	
	Outros proveitos e ganhos operacionais	337 969 652	12 388 286 350	490 093 378	639 127 897
	B – Proveitos e ganhos operacionais		**366 908 882 193**		**326 428 686 783**
45.	**Proveitos e ganhos financeiros**				
	Ganhos em Empresas do Grupo e associadas			232 994 238	
	Rendas tit. neg. e outras aplic. financeiras	25 204 476		24 634 800	
	Diferenças de câmbio favoráveis	15 780		555 248	
	Outros juros e proveitos similares	164 126 486	189 346 742	435 247 799	693 432 085
	D – Proveitos e ganhos correntes		**367 098 228 935**		**327 122 118 868**
46.	**Proveitos e ganhos extraordinários**				
	Ganhos em existências			2 055	
	Ganhos em imobilizações	35 783 372		584 278	
	Benefícios de penalidades contratuais	971 303 652		1 500 085 488	
34.	Reduções de amortizações e de provisões	852 187 097		494 600 357	
	Correcções relativas a exercícios anteriores	916 108 011		1 522 628 361	
46.b.	Outros proveitos e ganhos extraordinários	638 349 987	3 413 732 119	607 747 460	4 125 647 999
	F – Proveitos totais		**370 511 961 054**		**331 247 766 867**
			19 086 329 449		25 438 587 787
			- 774 283 427		-1 545 600 384
			18 312 046 022		23 892 987 403
			21 059 431 111		24 567 907 398
			12 596 365 722		14 802 912 557

O Conselho de Administração
João Alexandre do Nascimento Baptista - Presidente
Orlando Francisco Pereira da Graça Lobo
Hugo Alberto de Sá Carneiro d'Assumpção

Demonstração da Origem e da Aplicação de Fundos

Milhares de escudos

Origem de fundos			Aplicação de fundos		
Internas			**Distribuições**		
Resultados líquidos	12 596 366		Por aplicação de resultados		13 035 390
Amortizações e reintegrações do exercício	13 236 137				
Variação das provisões	- 510 569		**Diminuições de capitais próprios**		
Correcção de amortizações	- 27 618	25 294 316	Diminuições de capitais e prest. suplementares		72 909
Externas			**Mov. financeiros a médio e longo prazo**		
Aumento dos capitais próprios			Diminuição das dívidas a terceiros a M/L prazo	5 859 870	
Ajust. partes capital em filiais e associadas		45 204	Aumento das dívidas de terceiros a M/L prazo	410	5 860 280
Movimentos financeiros a médio e longo prazo			**Aumentos de imobilizações**		
Diminuição de investimentos financeiros		187 705	Trabalhos da empresa para si própria		
			Imobilizações em curso	1 935 160	
Diminuições de imobilizações			Conservação diferida	15 452	
Cessão de imobilizações					
de imobilizado corpóreo	685 376		Aquisições de imobilizações		
de imobilizado financeiro	380 973	1 066 349	Imobilizações corpóreas	793 502	
			Imobilizações em curso	8 102 834	10 846 948
Acréscimos e diferimentos					
Proveitos diferidos					
Subsid. ao investimento e direitos de superfície	1 980 319		**Aumento dos fundos circulantes**		623 305
Aumento de acresc. de custos - dif. tarifária	1 543 869				
Diminuição dos custos diferidos	321 070	3 845 258			
Total		30 438 832	**Total**		30 438 832

Demonstração das variações dos Fundos Circulantes

Milhares de escudos

Activas			Passivas		
Aumento das existências			**Diminuição das existências**		
Produtos e trabalhos em curso		73 865	Matérias primas, subs. e de consumo		9 535
Aumento das dívidas de terceiros a curto prazo			**Aumento das dívidas a terceiros a curto prazo**		
Clientes	1 391 721		Dívidas a instituições de crédito	746 420	
Estado e outros entes públicos	576 156		Fornecedores - Fact. em rec. e conferência	6 681	
Outros devedores	1 087 947	3 055 824	Outros credores	1 012 215	1 765 316
Diminuições das dívidas a terceiros a curto prazo			**Acréscimos e diferimentos**		
Fornecedores de imobilizado c/c	82 247		Diminuição de acréscimos de proveitos	711 979	
Estado e outros entes públicos	1 488 332		Aumento de acréscimos de custos	2 523 129	
Fornecedores c/c	1 324 636	2 895 215	Diminuição de custos diferidos	141 916	
			Aumento de proveitos diferidos	250 437	3 627 461
Aumentos das disponibilidades					
Caixa	695		**Aumento dos fundos circulantes**		623 305
Depósitos bancários	18	713			
Total		**6 025 617**	**Total**		**6 025 617**

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

Milhares de escudos

	1999		1998	
Actividades operacionais				
Recebimentos de clientes	351 678 203		327 131 117	
Pagamentos a fornecedores	-327 099 928		-275 730 596	
Pagamentos ao pessoal	-5 718 721		-4 873 269	
Fluxos gerados pelas operações	18 859 554		46 527 252	
Pagamento do imposto s/rendimento	-9 931 114		-5 315 457	
Outros recebimentos relativos à activ. operacional	18 696 371		8 502 127	
Outros pagamentos relativos à activ. operacional	-5 009 061		-13 389 484	
Fluxos gerados antes das rubricas extraordinárias	22 615 750		36 324 438	
Recebimentos relacionados com rubricas extraordinárias	1 888 386		3 022 714	
Pagamentos relacionados com rubricas extraordinárias	- 486 781		-1 689 234	
Fluxos das actividades operacionais (1)		**24 017 355**		**37 657 918**
Actividades de investimento				
Recebimentos provenientes de				
Investimentos financeiros	406 178		24 635	
Imobilizações corpóreas	67 301		689 679	
Subsídios de investimento	1 338 990		1 748 961	
Dividendos	187 705	2 000 174	138 400	2 601 675
Pagamentos respeitantes a				
Investimentos financeiros				
Imobilizações corpóreas	-10 262 989		-8 575 854	
Imobilizações incorpóreas		-10 262 989		-8 575 854
Fluxos das actividades de investimento (2)		**-8 262 815**		**-5 974 179**
Actividades de financiamento				
Pagamentos respeitantes a				
Empréstimos obtidos	-5 859 870		-15 859 870	
Juros e custos similares	- 531 412		-1 547 117	
Dividendos	-12 800 000	-19 191 282	-5 600 000	-23 006 987
Fluxos das actividades de financiamento (3)		**-19 191 282**		**-23 006 987**
Variação de caixa e seus equivalentes (4)=(1)+(2)+(3)		-3 436 742		8 676 752
Efeito das diferenças de câmbio				
Caixa e seus equivalentes no início do período		7 512 866		-1 163 886
Caixa e seus equivalentes no fim do período		4 076 124		7 512 866

Discriminação dos componentes de caixa e seus equivalentes

	1999		1998	
Numerário		766		72
Dep. bancários imediatam. mobilizáv. e equiv. a caixa		4 075 358		7 512 794
Descobertos bancários		-1 201 766		- 455 364
Conta corrente no banco interno		5 277 124		7 968 158
Outras disponibilidades				
Disponibilidades constantes do Balanço		**4 076 124**		**7 512 866**

Anexo ao Balanço e Demonstração dos Resultados

00 - Introdução

a) Objecto e detentores do capital

A REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. resultou da cisão da EDP, em harmonia com o disposto nos Decretos-Lei 7/91, de 8 de Janeiro e 131/94, de 19 de Maio, aprovada em Assembleia Geral de Accionistas realizada em 18 de Agosto de 1994. Tem por objecto assegurar a gestão global do sistema eléctrico de abastecimento público (SEP), visando garantir a estabilidade e segurança do abastecimento de electricidade e assegurar a compatibilização dos interesses dos diversos intervenientes em presença; explorar e desenvolver a rede nacional de transporte em muito alta tensão em Portugal Continental, gerir a carteira de sítios para centrais eléctricas e preparar os processos que servirão de base à DGE para o lançamento das consultas públicas com vista ao estabelecimento e exploração de novos centros electroprodutores.

O capital social da REN é de 106 800 000 contos, e é detido totalmente pela EDP - Electricidade de Portugal, S.A. tendo sido realizado em espécie por bens activos e passivos.

b) Regime de concessão de exploração da RNT

A concessão da exploração da RNT foi atribuída à REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. pelo D.L. 182/95, de 27/07/95 - art° 64.

c) Regime de preços de compra de energia eléctrica

As compras de energia eléctrica são efectuadas maioritariamente à CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A., à Tejo Energia, S.A., e à Turbogás – Produtora Energética, S.A., cujos preços de facturação são estabelecidos nos termos dos Contratos de Aquisição de Energia, assinados com aquelas empresas para cada centro electroprodutor, prevendo um sistema de remuneração misto com parcela fixa, correspondendo a pagamento indexado à disponibilidade de potência verificada, e parcela variável, associada à remuneração dos encargos variáveis de produção de energia. Estes Contratos de Aquisição de Energia são estabelecidos de acordo com o Decreto-Lei 183/95, de 27 de Julho. As condições de aquisição de energia eléctrica a terceiros são reguladas pelos Decretos-Lei 189/88, de 27 de

Maio, 186/95, de 27 de Julho, e 313/95 de 24 de Novembro, 168/99, de 18 de Maio, e 538/99, de 13 de Dezembro.

d) Regime de preços de venda de energia eléctrica

De acordo com o artigo 4° do Decreto-Lei n° 187/95, de 27 de Julho, compete à Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) o estabelecimento dos valores das tarifas e preços previstos no Regulamento Tarifário.

As tarifas e preços aplicados em 1999, foram objecto do Despacho n° 21 717-A/98 (2ª série) do Conselho de Administração da ERSE.

e) A actividade da Empresa enquadra-se no âmbito das actividades reguladas, cujas tarifas e preços são determinados de modo a permitirem a recuperação dos custos necessários para providenciarem os serviços regulados e a remuneração dos capitais aplicados.

A regularização, em tarifas futuras, dos ajustamentos provenientes de eventuais excessos ou insuficiências da referida recuperação, torna necessária a criação de métodos que permitam registar a periodificação daqueles excessos ou insuficiências. Nesse sentido, os excessos ou insuficiências apurados no exercício, relativamente aos valores aprovados pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, encontram-se escriturados em "Acréscimos e Diferimentos"

f) Indicações gerais

As notas que se seguem respeitam a numeração definida no Plano Oficial de Contabilidade Português (POC). As notas omitidas não são aplicáveis ou significativas para a compreensão das demonstrações financeiras.

Os valores indicados são expressos, salvo indicação em contrário, em milhares de escudos.

01 - Princípios Contabilísticos

As demonstrações financeiras foram elaboradas em conformidade com os princípios, critérios e métodos enunciados no Plano Oficial de Contabilidade, ou seja, foram preparadas segundo a convenção dos custos históricos, modificada pela reavaliação das imobilizações corpóreas, e na base da continuidade das operações da Empresa, em conformidade com os princípios contabilísticos da prudência, consistência, substância sobre a forma, materialidade e especialização dos exercícios.

Anexo ao Balanço e Demonstração dos Resultados

02 - Comparabilidade das Demonstrações Financeiras

A Empresa procedeu, no exercício, à alteração da norma de contabilização das responsabilidades com benefícios de reforma, passando a adoptar o "International Accounting Standard (IAS) nº 19" e abandonando a Directriz Contabilística (DC) nº19.

O efeito da aplicação desta alteração traduziu-se numa redução das provisões (nota 34) por contrapartida de Resultados Transitados (nota 40) no montante de 1 060,5 milhares de contos.

03 - Critérios Contabilísticos e Valorimétricos

a) Imobilizações incorpóreas

As imobilizações incorpóreas estão valorizadas ao custo de aquisição, líquido das amortizações efectuadas, dentro dos limites das taxas legalmente fixadas.

b) Imobilizações corpóreas

As imobilizações corpóreas estão mostradas pelos valores que resultaram do processo de reestruturação da EDP - S.A. em referência a 1 de Janeiro de 1994 e ao custo de aquisição ou construção para os bens adquiridos posteriormente, líquidos das amortizações acumuladas.

As imobilizações corpóreas incluem encargos financeiros e diferenças de câmbio capitalizados durante a fase de construção, resultantes de empréstimos contraídos para as financiar, e encargos de estrutura, como indicado nas alíneas f) e g) desta mesma nota.

As imobilizações adquiridas mediante contratos de locação financeira, bem como as respectivas responsabilidades, são contabilizadas pelo método financeiro, pelo que o correspondente valor e as responsabilidades estão reconhecidos no balanço. Consequentemente, as amortizações destes bens e os juros incluídos no valor das rendas são registados na demonstração de resultados do exercício a que respeitam. As amortizações são calculadas pelo método das quotas constantes, a taxas específicas para a EDP, segundo uma tabela aprovada por despacho governamental de forma a reintegrarem os activos durante a vida útil estimada para cada classe de imobilizações. Os encargos financeiros e os encargos de estrutura

imputados às imobilizações são amortizados às mesmas taxas das classes de imobilizado que afectam.

Os imobilizados comparticipados por terceiros são amortizados na mesma base e às mesmas taxas dos restantes imobilizados da Empresa, sendo o respectivo custo compensado em Proveitos e Ganhos Extraordinários pela amortização das comparticipações (registadas em Acréscimos e Diferimentos - Subsídios ao Investimento) efectuada de forma semelhante à amortização do imobilizado subsidiado.

As despesas de reparação e manutenção correntes do imobilizado são consideradas como custos do exercício em que ocorrem. As despesas relacionadas com grandes reparações e benfeitorias são consideradas como custos diferidos e transferidas para resultados durante um período máximo de 6 anos (nota 48.a.i).

c) Existências

São valorizadas ao custo de aquisição, sendo as saídas de armazém (consumos) valorizadas ao custo médio do artigo em armazém.

d) Dívidas de e a terceiros em moeda estrangeira

As transacções expressas em moeda estrangeira são contabilizadas em moeda nacional aos câmbios em vigor na data das operações.

No final do exercício, os saldos a pagar e a receber em moeda estrangeira são actualizados aos câmbios oficiais em vigor na data do balanço (nota 04), sendo as respectivas diferenças cambiais contabilizadas nos termos indicados na alínea f) desta nota.

e) Encargos financeiros

Os encargos financeiros são repartidos entre os que são considerados como resultantes dos empréstimos contraídos para financiamento do imobilizado em curso, calculados pela aplicação de uma taxa de juro média sobre o valor médio dos investimentos em curso, e os considerados como resultantes de outros empréstimos. Os primeiros são imputados a imobilizações em curso, sendo os outros contabilizados em resultados do exercício (nota 11).

A justificação contabilística desta regra encontra-se na especificidade dos financiamentos existentes, conduzindo a uma mais correcta expressão patrimonial e económico-financeira da Empresa.

f) Encargos de estrutura

Os encargos gerais de estrutura da Empresa (incluindo os custos de gestão da *Holding*) são repartidos entre o investimento e a exploração em função de determinadas proporções pré-estabelecidas, sendo a parte referente ao investimento posteriormente imputada aos diversos empreendimentos em curso.

g) Pensões e encargos associados

A Empresa procede à contabilização dos custos resultantes de pensões e encargos associados de acordo com o disposto no Internacional Accounting Standard nº 19 derrogando deste modo e nesta medida o disposto na Directriz Contabilística nº 19 (nota 31). A Empresa tem a responsabilidade de conceder complementos de pensões de reforma e sobrevivência na parte que excede as que são concedidas pela Segurança Social.

Para este efeito o Grupo EDP constituiu um Fundo de Pensões autónomo, comum a todas as Empresas do Grupo, para o qual foi transferida a totalidade das responsabilidades passadas existentes em 99-12-31. A Empresa continuará a dotar este Fundo com os recursos correspondentes às responsabilidades que se forem vencendo em cada exercício.

Os trabalhadores da Empresa têm a possibilidade de optar pela passagem à situação de reforma antecipada, quando se encontrem em determinadas condições de idade e antiguidade pré-definidas.

Os trabalhadores da Empresa ao passarem à situação de reforma mantêm o direito à assistência médica em condições similares às do pessoal no activo.

04 - Câmbios Utilizados

As cotações cambiais utilizadas para conversão dos saldos a receber e a pagar em moeda estrangeira existentes à data do Balanço são originárias do Banco de Portugal e datadas de 99-12-31, conforme mapa a seguir:

USD	199,5640	HUF	0,7871	ZAR	32,41946
CYP	347,6546	NZD	103,5708	IEP	254,5600
CZK	5,5530	DKK	26,9346	GRD	0,60809
GBP	322,4739	AUD	129,9974	CAD	137,2412
EEK	12,8131	CHF	124,9031	PLN	48,2078
XEU	200,4820	JPY	1,9515	SIT	1,0079
GRD	0,6069	SEK	23,4139	CVE	1,8182
MOP	24,9253	NOK	24,8228	BRL	111,6455

06 - Imposto sobre o Rendimento

O Grupo EDP será tributado em sede de IRC pelo lucro consolidado, conforme autorização concedida pelo Ministro das Finanças, por um período de cinco anos, com início em 1998.

De acordo com a legislação em vigor, as declarações fiscais estão sujeitas a revisão e correcção por parte das autoridades fiscais durante um período de cinco anos. O último ano considerado como liquidado definitivamente pela Administração Fiscal reporta-se a 1994.

A Empresa considera que eventuais correcções resultantes de revisões fiscais das declarações do imposto apresentadas entre 1995 e 1998 não terão um efeito significativo nas demonstrações financeiras em 31de Dezembro de 1999.

A Empresa não tem por política reconhecer contabilísticamente o eventual efeito das diferenças temporárias entre activos e passivos numa base fiscal e contabilística.

07 - Pessoal ao Serviço da Empresa

O número médio de pessoas ao serviço da Empresa durante o exercício de 1999 foi de 662 empregados, dos quais 38 a prestar serviço noutras entidades, nomeadamente, na *Holding* do Grupo, não existindo assalariados.

08 - Despesas de Instalação

A rubrica Despesas de Instalação inclui exclusivamente as despesas originadas com a constituição da Empresa.

Anexo ao Balanço e Demonstração dos Resultados

10 - Imobilizações Incorpóreas, Corpóreas e Investimentos Financeiros

a) Activo Bruto

Rubricas	Saldo Inicial	Aumentos	Alienações	Transferências e Abates	Saldo Final
Imobilizações incorpóreas					
Despesas de instalação	6 373				6 373
Imobilizado em curso					
Total (1)	**6 373**				**6 373**
Imobilizações corpóreas					
Imobilizações próprias REN					
Terrenos e recursos naturais	279 147				279 147
Edifícios e outras construções	5 087 004			8 932	5 095 936
Equipamento básico	504 680 678	778 123		9 628 874	515 087 675
Equipamento técnico específico	502 691 842	777 447		9 628 874	513 098 163
Terrenos de Centros Electroprodutores	187 093 872	777 447		(1 174 766)	186 696 553
Centrais Hidroeléctricas	178 444 967	777 447		(1 174 766)	178 047 648
Centrais Termoeléctricas	8 648 905				8 648 905
Transporte de Electricidade	309 049 098			10 485 353	319 534 451
Subestações	148 858 396			4 232 013	153 090 409
Subestações	144 573 694			4 232 013	148 805 707
Bateria de condensadores	4 284 702				4 284 702
Linhas	138 024 523			3 869 370	141 893 893
Equipamentos acessórios	21 827 781			2 383 970	24 211 751
Telecontrolo	1 727 926			430 154	2 158 080
Sistemas de comut. telefónica	3 933 728			(30 331)	3 903 397
Sistemas compl. móveis	10 149 642			(8 229 015)	1 920 627
Alimentação	916 143			(30 450)	885 693
Sistemas transm. fonia e dados				7 677 758	7 677 758
Rede de cabos de fibra óptica				2 222 547	2 222 547
Sistemas de protecções	5 100 342			343 307	5 443 649
Equipamentos diversos	338 398				338 398
Equipamento de cont. e medida	338 398				338 398
Gestão do Sistema	6 548 872			318 287	6 867 159
Gestor do Sistema (Despacho)	5 241 571				5 241 571
Sistemas de inform do mercado de energia	1 307 301			318 287	1 625 588
Outro equipamento básico	1 988 836	676			1 989 512
Equipamento de Transporte	570 937	55 122	(49 502)		576 557
Ferramentas e utensílios	257 826	16 699		(412)	274 113
Equipamento administrativo - (resto)	614 553	29 909		(1 553)	642 909
Equipamento administrativo – Informática	1 028 540	129 807		(36 087)	1 122 260
Diferenças de câmbio	1 606 383				1 606 383
Subtotal (2.1)	**514 125 068**	**1 009 659**	**(49 502)**	**9 599 754**	**524 684 980**
Imobilizado em regime de leasing					
Equipamento de transporte	52 352	3 846		(3 815)	52 383
Subtotal (2.2)	**52 352**	**3 846**		(3 815)	52 383
Imobilizado em curso					
Edifícios e outras construções	17 555	96 060			113 615
Equipamento básico	12 177 763	9 941 932		(10 400 448)	11 719 247
Transporte	10 658 529	9 503 685		(10 082 161)	10 080 053
Subestações	3 864 738	3 957 100		(3 937 321)	3 884 517
Subestações	3 864 738	3 957 100		(3 937 321)	3 884 517
Linhas	4 810 849	4 968 724		(5 775 070)	4 004 503
Linhas 150 KV	1 580 897	1 241 296		(1 802 892)	1 019 301
Linhas 220 KV	2 117 483	3 289 329		(3 718 990)	1 687 822
Linhas 400 KV	1 112 469	438 099		(253 188)	1 297 380
Equipamentos acessórios	1 982 942	577 861		(369 770)	2 191 033
Telecontrolo	89 307	9 739		(99 046)	
Sist. de comutação telefónica	363 581	99 595			463 176
Sist. complementares móveis	1 255 389	67		(1255 456)	
Alimentação	37 671	69 340			107 011
Sist. de transmissão e fonia de dados		353 958		798 523	1 152 481
Rede de fibra óptica		34 898		420 930	455 828
Sist. de protecções	236 994	10 264		(234 721)	12 537
Gestão do Sistema	1 519 234	438 247		(318 287)	1 639 194
Gestor do Sistema (Despacho)	1 200 947	262 560			1 463 507
Sistema de informação mercado de energia	318 287	148 059		(318 287)	148 059
Estudos e projectos		27 628			27 628
Sist. Informáticos		27 628			27 628
Subtotal (2.3)	**12 195 318**	**10 037 992**		**(10 400 448)**	**11 832 862**
Total (2)	**526 372 738**	**11 051 498**	(49 502)	**(804 509)**	**536 570 225**
Partes de Capital	568 679		(380 974)	(187 705)	
Total (3)	**568 679**		**(380 974)**	**(187 705)**	
Total Geral (1)+(2)+(3)	**526 947 790**	**11 051 498**	**(430 476)**	**(992 214)**	**536 576 598**

b) Amortizações

Rubricas	Saldo inicial	Reforços	Regularizações		Saldo Final
			Reclassificações	Alienações e Abates	
Imobilizações incorpóreas					
Despesas de instalação	5 522	851			6 373
Total (1)	**5 522**	**851**			**6 373**
Imobilizações corpóreas					
Imobilizações próprias REN					
Edifícios e outras construções	2 677 584	184 016			2 861 600
Equipamento básico	242 946 769	12 975 355		(119 834)	255 802 290
Equipamento técnico específico	240 962 303	12 973 832		(119 834)	253 816 301
Terrenos de Centros Electroprodutores	80 327 641	3 368 179		(247 377)	83 448 443
Centrais Hidroeléctricas	74 173 385	3 187 140		(247 377)	77 113 148
Centrais Termoeléctricas	6 154 256	181 039			6 335 295
Transporte de electricidade	155 176 649	9 400 648		127 543	164 704 842
Subestações	68 146 373	4 411 160		210 396	72 767 929
Subestações	66 418 836	4 269 957		210 396	70 899 189
Bateria de condensadores	1 727 537	141 203			1 868 740
Linhas	71 663 138	3 831 732		(1 155)	75 493 715
Equipamentos acessórios	15 367 140	1 157 756		(81 698)	16 443 198
Telecontrolo	1 632 002	29 906			1 661 908
Sist. comutação telefónica	2 256 791	247 121		(28 560)	2 475 352
Sist. complem. móveis	6 178 097	102 571		(4 878 430)	1 402 238
Alimentação	499 840	65 266		(28 169)	536 937
Sist. transm. fonia dados		560 160		4 625 354	5 185 514
Rede de Cabos de Fibra Óptica		107 743		233 069	340 812
Sist. Protecções	4 800 410	44 990		(4 962)	4 840 438
Equipamentos diversos	332 212	774			332 986
Gestão do Sistema	5 125 799	204 231			5 330 030
Gestor do Sistema (Despacho)	5 017 594	70 848			5 088 442
Sist. de informação merc. energia	108 205	133 383			241 588
Outro equipamento básico	1 984 466	1 523			1 985 989
Equipamento de transporte	433 343	59 407	(47 933)		444 817
Ferramentas e utensílios	216 239	10 575		(412)	226 402
Equipamento administrativo (resto)	522 204	19 530		(1 554)	540 180
Equipamento administrativo – Informática	638 021	142 444		(24 170)	756 295
Diferenças de câmbio	293 516	53 488			347 004
Subtotal (2.1)	**247 727 676**	**13 444 815**	**(47 933)**	**(145 970)**	**260 978 588**
Imobilizado em regime de leasing					
Equipamento de transporte	12 031	10 473		(2 353)	20 151
Subtotal (2.2)	**12 031**	**10 473**		**(2 353)**	**20 151**
Total (2)	**247 739 707**	**13 455 288**	**(47 933)**	**(148 323)**	**260 998 739**
Total Geral (1)+(2)	**247 745 229**	**13 456 139**	**(47 933)**	**(148 323)**	**261 005 112**

11 - Capitalização dos Custos Financeiros

De acordo com os critérios definidos na nota 03.e) foram capitalizados no exercício, em imobilizações em curso, juros de financiamento no montante de 441 780 contos.

12 - Reavaliação das Imobilizações Corpóreas

As imobilizações corpóreas foram reavaliadas pela EDP ao abrigo dos seguintes diplomas legais:

Decreto-Lei nº 430/78	Decreto-Lei nº 111/88
Decreto-Lei nº 399-G/81	Decreto-Lei nº 7/91
Decreto-Lei nº 219/82	Decreto-Lei nº 49/91
Decreto-Lei nº 171/85	Decreto-Lei nº 264/92
Decreto-Lei nº 118-B/86	

Em consequência da reestruturação da EDP e de forma a dar cumprimento aos aspectos de carácter legal relacionados com a neutralidade fiscal subjacente àquele acto, estas reavaliações relevam para efeitos fiscais, nomeadamente no que se refere ao cálculo das reintegrações do exercício.

13 - Quadro discriminativo das reavaliações do imobilizado

(valores líquidos)

Imobilizações	Custos Históricos	Reavaliações	Valores contabilísticos reavaliados em 99-12-31
Imobilizações corpóreas			
Terrenos e recursos naturais	17 661	261 486	279 147
Edifícios e outras construções	1 342 953	891 383	2 234 336
Equipamento básico	154 597 514	104 687 871	259 285 385
Equipamento de transporte	163 971		163 971
Ferramentas e utensílios	47 709	3	47 712
Equipamento administrativo (excepto informática)	102 615	112	102 727
Equipamento de Informática	365 963		365 963
Diferenças de câmbio	1 259 379		1 259 379
Total	**157 897 765**	**105 840 855**	**263 738 620**

14 - Outras Informações Relativas às Imobilizações

a) No que respeita à sua localização e afectação (valores líquidos) as imobilizações, incluindo as imobilizações em curso, apresentam-se da seguinte forma:

Rubricas	1998	1999
Afectas ao Transporte de Electricidade		
Subestações	84 576 759	84 824 162
Linhas	71 172 234	70 663 594
Acessórias	8 443 582	10 319 941
Outros	6 191	8 935
Afectas à Gestão do Sistema		
Gestor de Sistema (Despacho)	1 424 924	1 634 784
Gestor de Ofertas		27 628
Sistema Informação Mercado de Energia	1 517 383	1 532 059
Afectas à Produção Eléctrica – Terrenos		
Centrais Térmoeléctricas	2 494 649	2 313 610
Centrais Hídroeléctricas	104 271 582	100 934 500
Imobilizado não específico	4 725 727	3 312 272
Total	**278 633 031**	**275 571 485**

b) No que respeita aos custos financeiros nelas capitalizados no exercício:

Rubricas	1998	1999
Subestações	159 205	167 446
Linhas	317 632	236 142
Telecomunicações	81 728	16 248
Gestor do Sistema	45 826	10 406
Outros	65 662	11 538
Total	**670 053**	**441 780**

15 - Imobilizações Corpóreas em Regime de Locação Financeira

São os seguintes os bens utilizados no regime de locação financeira:

Equipamento de Transporte	1998	1999
Valor bruto	52 353	52 383
Amortizações acumuladas	12 032	20 152
Valor líquido	**40 321**	**32 231**

16 - Investimentos Financeiros

Os investimentos financeiros, detidos pela REN, foram transferidos para a *Holding* do Grupo no exercício de 1999.

Anexo ao Balanço e Demonstração dos Resultados

A consolidação de contas é feita pela EDP - Electricidade de Portugal, S.A., com sede na Av. José Malhoa, Lote A13, em Lisboa.

23 - Dívidas de Cobrança Duvidosa

Designação	1998	1999
Outros Devedores de Cobrança Duvidosa	10 577	10 577

25 - Dívidas de e ao Pessoal

O valor das dívidas activas e passivas respeitantes ao pessoal da Empresa é o seguinte:

Designação	1998	1999
Valor a receber (Abonos para deslocações e empréstimos - EUP)	12 563	14 319
Valor a pagar (Remunerações)	4 175	202

29 - Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazo

O saldo da conta Accionistas corresponde a empréstimos da EDP, S.A. (*Holding* do Grupo) e representa a quota-parte "afecta internamente, em termos de Grupo, à Empresa" da dívida resultante de financiamentos de terceiros globalmente mantida na *Holding*.

Rubricas	de 1 a 5 anos	a mais de 5 anos	Total
Accionistas (Sócios)			
1999	17 579 610		17 579 610
1998	23 439 480		23 439 480

31 - Compromissos Financeiros

Aquisição de imobilizado

Os compromissos contratuais para a aquisição de imobilizado são, à data do Balanço, de 3,3 milhões de contos.

Pensões e encargos associados

A responsabilidade actual projectada para a data prevista para a reforma é, em 31 de Dezembro de 1999, de 10 095 milhares de contos no que respeita a Complementos de Pensões de Reforma e Reformas Antecipadas, e de 4 729 milhares de contos no que respeita a Actos Médicos.

Em 31 de Dezembro de 1999, a cobertura destas responsabilidades atinge cerca de 83% no que respeita a Complementos de Pensões de Reforma e Reformas Antecipadas, e cerca de 75% no que respeita a Actos Médicos.

A cobertura do restante destas responsabilidades será reconhecida nas contas da Empresa gradualmente, tal como definido nas normas internacionais, na base do período esperado de serviço dos beneficiários no activo.

No exercício foram reconhecidos os seguintes custos operacionais:

– com Pensões	164,3 milhares de contos
– com Actos Médicos	314,0 milhares de contos

Pressupostos utilizados no estudo actuarial realizado no exercício de 1999:

– Taxa anual de desconto	6,50%
– Taxa anual de rendimento do Fundo de Pensões	8,00%
– Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada	40,00%
– Taxa anual de crescimento dos salários	3,50%
– Taxa anual de crescimento do total das pensões	2,50%
– Taxa anual de crescimento das pensões da Segurança Social	2,25%
– Taxa de inflação	2,00%
– Taxa anual de crescimento de custos com saúde para 1999	6,00%
– Taxa anual de crescimento de custos com saúde para 2000 e anos seguintes	5,00%

32 - Responsabilidades Contingentes

Atendendo a que na reestruturação da EDP, S.A., e consequente cisão realizada no exercício de 1994, o endividamento financeiro continuou a ser detido pela EDP, S.A., embora os activos que juridicamente o suportavam tivessem sido transferidos para as

Empresas "nucleares" então constituídas, tornou-se necessária a emissão por estas de garantias solidárias a favor de entidades credoras de parte da dívida financeira externa.

O valor destas garantias ascendia, no final do exercício de 1999, a 40 465 milhares de contos.

Existiam, à data de 99-12-31, processos judiciais e reclamações em curso que ascendiam ao montante global de 307 052 contos.

Existia ainda a responsabilidade por uma garantia prestada para operações no mercado eléctrico espanhol no montante de 602 461 contos.

34 - Movimento de Provisões

Rubricas	Saldo Inicial	Aumentos	Reduções	Saldo Final
Provisões para Cobranças Duvidosas	10 577			10 577
Provisões para Riscos e Encargos				
Complemento do Fundo de Pensões	1 291 000		1 291 000	
Provisão para actos médicos	4 033 000	314 000	757 424	3 589 576
Provisão para revisão contrato colectivo		30 000		30 000
Provisão para racionalização de Rec. Humanos	3 235 064		3 235 064	
Outras provisões para riscos e encargos	30 000		30 000	
Total	**8 599 64**	**344 000**	**5 313 488**	**3 630 153**

No montante de Provisões constantes da coluna "reduções" constam as seguintes anulações levadas directamente à conta 59 "Resultados Transitados":

Provisão para racional. de recursos humanos	3 025 145
Provisão para actos médicos	633 455
Provisão para compl. Fundo Pensões	800 319

36 - Capital: N.º de Acções e Valor Nominal

O capital está representado por 106 800 000 acções escriturais nominativas de 1 000$00 cada, encontrando-se totalmente realizado.

37 - Capital: Detentores

O Capital foi subscrito integralmente pela EDP - Electricidade de Portugal, S.A. e realizado em espécie mediante destaque do património da EDP.

40 - Movimento de Capitais Próprios

Rubricas	Saldo Inicial	Aumentos	Reduções	Saldo Final
Capital	106 800 000			106 800 000
Ajustamentos de Partes de Capital em Filiais e Associadas	54 269	86 502	41 298	99 473
Reservas				
Reserva Legal	1 174 285	740 150		1 914 435
Reservas Livres	106 772 263			106 772 263
Resultados Transitados	160	19 261 831	13 848 449	5 413 542
Resultado Líquido do Exercício	14 802 912	12 596 366	14 802 912	12 596 366
Total	**229 603 889**	**32 684 849**	**28 692 659**	**233 596 079**

a) A Reserva Legal não está ainda totalmente constituída nos termos da lei pelo que, no mínimo, 5% dos lucros a apropriar destinar-se-ão à sua dotação. Em 1994 a dotação efectuada foi de 10%, e nos anos de 1995 a 1998 de 5%. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do Capital Social.

b) A Reserva Livre representa o património líquido, transferido para a REN no acto da reestruturação da EDP, não coberto pelo Capital Social.

Na constituição da Empresa a parte do património líquido não coberta pelo Capital Social ficou a constituir uma Reserva considerada equivalente, apenas para este efeito, a um "Prémio de Emissão".

c) O movimento, no exercício, dos Resultados Transitados foi o seguinte:

Saldo Inicial		160
Transferência do Resultado do Exercício de 1998		14 802 912
Por aplicação em		
Reserva Legal	(740 150)	
Dividendos	(12 800 000)	
Distribuição de Resultados aos Corpos Gerentes	(12 800)	
Distribuição de Resultados aos Trabalhadores	(222 590)	(13 775 540)
Regularizações Diversas		
Ajustamentos de partes de capital	(45 204)	
Resultados distribuídos	(27 705)	
Anulação de Provisões	4 458 919	4 386 010
Saldo Final		5 413 542

Anexo ao Balanço e Demonstração dos Resultados

41 - Demonstração do Custo das Mercadorias Vendidas e das Matérias Consumidas

Rubricas	Electricidade	Materiais diversos	Total
Existências Iniciais		169 192	169 192
Compras e Produções Internas	323 527 143	1 764	323 528 907
Existências Finais		159 657	159 657
Custo do Exercício	**323 527 143**	**11 299**	**323 538 442**

43 - Remunerações dos Órgãos Sociais

As remunerações atribuídas aos membros dos Órgãos Sociais foram as seguintes:

	1998	1999
Conselho de Administração	47 855	55 059
Mesa da Assembleia Geral	473	228
Total	**48 328**	**55 287**

44 - Vendas e Prestações de Serviços

Os valores evidenciados na Demonstração de Resultados por actividades e por mercados (interno/externo) são decompostos da seguinte forma:

Rubricas	1998	1999
a) Vendas		
a.1) De Energia Eléctrica	322 899 521	352 048 578
Mercado Interno	322 899 521	344 861 924
Mercado Externo		7 186 654
a.2) Outras - Mercado Interno	217	444
Materiais Diversos	217	444
b) Prestação de Serviços - Mercado Interno	487 809	447 096
de Electricidade	76 322	28 366
da Rede de Telecomunicações de Segurança	366 734	357 641
de Outros	44 753	61 089
Total	**323 387 547**	**352 496 118**

45 - Demonstração de Resultados Financeiros

Custos e perdas	1998	1999	Proveitos e ganhos	1998	1999
Juros Suportados	2 237 407	960 531	Juros Obtidos	430 632	163 097
Perdas em Empresas Grupo e Associadas	85		Ganhos em Emp. Grupo e Associadas	232 994	
Diferenças de Câmbio Desfavoráveis	194	777	Rendimento de Imóveis	24 635	25 204
Outros Custos e Perdas Financeiras	1 346	2322	Diferenças de Câmbio Favoráveis	555	16
			Descontos de Pronto Pagamento Obtidos	4 616	1 030
			Resultados Financeiros	1 545 600	774 283
Total	**2 239 032**	**963 630**	**Total**	**2 239 032**	**963 630**

Os juros suportados correspondem na generalidade aos juros debitados pela *Holding* de acordo com os critérios adoptados para o Grupo.

46 - Demonstração de Resultados Extraordinários

Custos e perdas	1998	1999	Proveitos e ganhos	1998	1999
Donativos	50	240	Ganhos em Existências	2	
Perdas em Existências	5 845		Ganhos em Imobilizações	584	35 783
Perdas em Imobilizações	37 327	13 447	Benefícios de Penalidades Contratuais	1 500 086	971 304
Multas e Penalidades	10	5	Reduções de Amortizações e Provisões	494 600	852 187
Correcções relativas a Exercícios Anteriores	1 506 667	86 500	Correcções relativas a Exercícios Anteriores	1 522 628	916 108
Outros Custos e Perdas Extraordinários	1 900 829	566 155	Outros Proveitos e Ganhos Extraordinários	607 748	638 350
Resultados Extraordinários	674 920	2 747 385			
Total	**4 125 648**	**3 413 732**	**Total**	**4 125 648**	**3 413 732**

a) A rubrica de Outros Custos e Perdas Extraordinários inclui, entre outros, os seguintes valores:

Designação	1998	1999
Insuficiência de estimativa de Imposto	48 125	166 119
Indemnizações por despedimento	152 050	209 919
Desmantelamento do Telefénico do Pejão e Parque carvão	30 232	190 117
Reforço da provisão para Actos Médicos	347 793	
Reforço da provisão para complemento do F. de Pensões	1 322 404	

b) A rubrica de Outros Proveitos e Ganhos Extraordinários inclui, entre outros, os seguintes montantes:

Designação	1998	1999
Subsídios para investimento	607 748	637 376

48 - Outras Informações

a) Acréscimos e Diferimentos

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

Acréscimos de Proveitos

Rubricas	1998	1999
Vendas e prestações de serviços a Empresas do Grupo	1 939 246	105 463
Outros acréscimos de proveitos (energia fornecida a terceiros e não facturada no exercício)	141 191	1 262 995
Total	**2 080 437**	**1 368 458**

Custos Diferidos

Rubricas	1998	1999
Reparações e beneficiações do imobilizado	1 051 845	611 139
Outros custos diferidos (rendas, renov. apartado e assinaturas)	7 854	1 026
Total	**1 059 699**	**612 165**

i) Os movimentos na rubrica Reparações e Beneficiações de Imobilizado foram os seguintes:

Designação	1998	1999
Saldo inicial	1 371 727	1 051 845
Acréscimos do exercício	133 514	15 452
Transferências para resultados	(453 394)	(456 158)
Total	**1051 845**	**611 139**

Acréscimos de Custos

Rubricas	1998	1999
Compras e aquisição de serviços a Empresas do Grupo		196 710
Férias e subsídios de férias	541 440	531 381
Outros acréscimos de custos	6 431 786	8 768 264
Diferença tarifária em 1999		1 543 869
Total	**6 973 226**	**11 040 224**

a1) A rubrica Outros Acréscimos de Custos inclui as aquisições de electricidade à Tejo Energia (3 576 186 contos), à Turbogás (4 717 856 contos), à Iberdrola (42 266 contos), à Lipor (283 267contos), à OMEL - Operador do Mercado Espanhol (87 190 contos) e à Endesa (51 055 contos), referentes ao mês de Dezembro e ainda não facturadas.

Proveitos Diferidos

Rubricas	1998	1999
Subsídios para investimento	15 412 804	16 114 419
Direitos de superfície da Central a gás da Tapada do Outeiro	455 556	438 889
Benefícios de potência térmica		1 425 000
Outros Proveitos Diferidos		120 808
Total	**15 868 360**	**18 099 116**

i) As rubricas de Subsídios para Investimento, de Direitos de Superfície e de Benefícios de Potência Térmica apresentam os saldos acumulados dos valores recebidos, deduzidos das amortizações anuais.

b) Outros Devedores e Outros Credores - Curto Prazo

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

Outros Devedores	1998	1999
Adiantamentos ao pessoal	12 563	9 567
Consultores, assessores e intermediários	227	100
Operações diversas com Empresas do Grupo	12 098 580	12 609 053
Operações diversas com terceiros	681 166	1 272 339
Total	**12 792 536**	**13 891 059**

Outros Credores	1998	1999
Remunerações a pagar	4 174	202
Sindicatos	1 024	1 028
Operações diversas com Empresas do Grupo	98 667	1 040 004
Credores diversos	1 465	76 312
Total	**105 330**	**1 117 546**

c) Correcção de hidraulicidade

A correcção de hidraulicidade constitui um mecanismo instituído legalmente (Decreto-Lei nº 338/91 e Portaria 166/97) de compensação dos custos variáveis da produção de energia eléctrica.

Em anos secos o sistema termoeléctrico é sobreutilizado e os gastos de combustíveis ou a importação de electricidade aumentam significativamente. Em anos húmidos a situação inverte-se.

As tarifas de venda são calculadas tendo em conta os custos de produção de um ano em condições hidrológicas médias.

Assim, neste contexto e para evitar distorções de grande significado nos resultados, os encargos com aquisição de energia, contabilizados na Demonstração de Resultados, são corrigidos, positiva ou negativamente, em função da hidraulicidade.

Atendendo ao anteriormente referido, o valor anual da correcção de hidraulicidade, custo ou proveito, é constituído pelo diferencial entre o custo económico de produção de energia eléctrica e o custo económico de referência.

Os movimentos correspondentes efectuados no exercício, pela Empresa, na rubrica "Outros Proveitos Operacionais", foram os seguintes:

Diferencial de exercício (positivo)	11 929 632

d) Trabalhos para a própria Empresa

Decomposição dos valores evidenciados na Demonstração de Resultados:

Rubricas	1998	1999
Consumos de materiais	14 620	(2 577)
Encargos directos internos (nota 03.f)	1 021 070	1 114 770
Encargos de estrutura (nota 03.f)	548 168	381 187
Encargos financeiros (nota 03.e)	670 052	441 780
Obras de conservação diferida	133 514	15 452
Total	**2 387 424**	**1 950 612**

e) Estado e outros entes públicos

Decomposição dos valores evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

	1998	1999
Saldos Credores	10 108 643	8 620 310
IRC estimado	9 764 995	8 463 065
Retenção de impostos sobre o rendimento	117 618	73 694
Imposto de selo		18
Contribuições para a segurança social	84 810	83 533
IVA a pagar	141 220	

	1998	1999
Saldos Devedores		
IVA a receber		576 156

Os pagamentos por conta do IRC efectuados pela *Holding* estão registados na rubrica "Outros Devedores - Empresas do Grupo" (6 806 063 contos).

f) Outros Devedores e Outros Credores - Médio e Longo Prazo

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

Designação	1998	1999
Outros Devedores		
Cauções prestadas de serviços médicos – Sãvida	28 402	28 812
Total	**28 402**	**28 812**

Departamento Financeiro

O Técnico de Contas
Silvano Luis Ferreiro

O Responsável
Gerardo Gonçalves

O Director Administrativo e Financeiro
Manuel Maria Cunha Coelho da Silva

O Conselho de Administração
João Alexandre do Nascimento Baptista - Presidente
Orlando Francisco Pereira da Graça Lobo
Hugo Alberto de Sá Carneiro d'Assumpção

Documentos de Apreciação e Certificação

116 Certificação Legal de Contas

117 Relatório e Parecer do Fiscal Único

118 Relatório do Revisor Oficial de Contas

119 Extracto da Acta da Assembleia Geral de Accionistas da REN

Documentos de Apreciação e Certificação

Certificação legal das contas

Introdução

1. Examinámos as demonstrações financeiras anexas da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 1999 (que evidencia um total de balanço de 325 506 039 contos e um total de capital próprio de 233 596 079 contos, incluindo um resultado líquido de 12 596 366 contos), a Demonstração dos Resultados por naturezas e a Demonstração dos Fluxos de Caixa do exercício findo naquela data e os correspondentes Anexos.

Responsabilidades

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração a preparação de demonstrações financeiras que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira da Empresa e o resultado das suas operações, bem como a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados e a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado.

3. A nossa responsabilidade consiste em expressar uma opinião profissional e independente, baseada no nosso exame daquelas demonstrações financeiras.

Âmbito

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas e as Directrizes Técnicas da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que o mesmo seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras estão isentas de distorções materialmente relevantes. Para tanto, o referido exame incluiu:
   - a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e divulgações constantes das demonstrações financeiras e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação;
   - a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias;
   - a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade; e
   - a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras.

5. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

Opinião

6. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas apresentam, de forma verdadeira e apropriada em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., em 31 de Dezembro de 1999, e o resultado das suas operações e os fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites.

Lisboa, 17 de Março de 2000

Luís Borges da Assunção, em representação de M. Rodrigues, B. Assunção e Associado, SROC

Relatório e Parecer do Fiscal Único

No cumprimento das disposições legais e estatutárias, vem o Fiscal Único da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. emitir os seus Relatório e Parecer sobre os documentos de prestação de contas elaborados pelo Conselho de Administração, relativos ao exercício de 1999.

No desempenho das suas funções, o Fiscal Único acompanhou a gestão e o funcionamento da Empresa, com o detalhe considerado conveniente, nomeadamente através da apreciação das Actas do Conselho de Administração, com quem reuniu diversas vezes, bem como pelos contactos regulares mantidos com membros do mesmo Conselho e responsáveis por Departamentos da Empresa.

O Fiscal Único sente-se no dever de realçar a disponibilidade e total abertura que sempre caracterizaram os referidos contactos.

Da análise dos documentos elaborados pelo Conselho de Administração que incluem o Relatório de Gestão, as Contas, o Balanço, a Demonstração dos Resultados, a Demonstração dos Fluxos de Caixa e os respectivos anexos e mapas, o Fiscal Único conclui que reflectem com exactidão a situação económica e financeira da Empresa em 31 de Dezembro de 1999, merecendo igualmente a sua concordância os princípios contabilísticos e os critérios

valorimétricos adoptados, bem como as taxas de amortização aplicadas.
Nestes termos, o Fiscal Único é de parecer que a Assembleia Geral aprove:

1. O Relatório de Gestão e as Contas relativos ao Exercício de mil novecentos e noventa e nove apresentados pelo Conselho de Administração;

2. A proposta de aplicação dos resultados constante do Relatório de Gestão.

Lisboa, 17 de Março de 2000

O Fiscal Único

Luís Borges da Assunção, em representação de M. Rodrigues, B. Assunção e Associado, SROC

Relatório do Revisor Oficial de Contas

1. Introdução

Em conformidade com o disposto no art.º 52º, n.º 1, alínea a) do Decreto-lei n.º 487/99, apresentamos o relatório anual sobre a actividade desenvolvida no desempenho das nossas funções como Revisor Oficial de Contas da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., relativo ao exercício de 1999.

2. Âmbito

Foi levada a efeito a revisão legal da referida empresa e igualmente se procedeu ao exame das suas contas relativas ao exercício findo em 31 de Dezembro de 1999, de acordo com as normas técnicas aprovadas pela Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, com a profundidade considerada necessária. Neste sentido, foi emitida a certificação legal das contas desta data, cujo conteúdo se dá aqui por reproduzido.

3. Trabalhos efectuados

O acompanhamento da gestão da Empresa fez-se essencialmente através dos contactos com a Administração e com os Serviços e ainda com os Auditores Externos. Analisaram-se os balancetes disponíveis, bem como outros documentos contabilísticos cuja análise mereceu a nossa atenção.

4. Conclusões e considerações finais

No que se refere ao relatório de gestão apresentado pelo Conselho de Administração e respectivas contas

e anexos, parece-nos estarem em condições para aprovação. Não sendo do nosso conhecimento quaisquer ilegalidades cometidas no seio da Empresa, expressamos o nosso acordo de conformidade ao relatório do Conselho de Administração, balanço, demonstração de resultados e seus anexos.

Lisboa, 17 de Março de 2000

Luís Borges da Assunção, em representação de M. Rodrigues, B. Assunção e Associado, SROC

Extracto da Acta da Assembleia Geral de Accionistas da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. realizada em 28 de Março de 2000

Acta Número 1/2000

" (...) foram submetidos a votação e aprovados os documentos de prestação de contas do exercício de mil novecentos e noventa e nove.

(...), tendo sido deliberada a seguinte proposta para aplicação do resultado do exercício de mil novecentos e noventa e nove, no valor líquido de 12 596 365 722$00 (doze mil quinhentos e noventa e seis milhões trezentos e sessenta e cinco mil setecentos e vinte e dois escudos):

- Para Reserva Legal - 629 820 000$00 (seiscentos e vinte e nove milhões oitocentos e vinte mil escudos);
- Para Dividendos - 11 500 000 000$00 (onze mil e quinhentos milhões de escudos);
- Para Distribuição de Resultados aos membros dos Corpos Gerentes – 17 000 000$00 (dezassete milhões de escudos);
- Para Distribuição de Resultados aos Trabalhadores – 221 900 000$00 (duzentos e vinte e um milhões e novecentos mil escudos);
- Para Resultados Transitados – 227 645 722$00 (duzentos e vinte e sete milhões seiscentos e quarenta e cinco mil setecentos e vinte e dois escudos);

Foi ainda deliberado proceder à distribuição de resultados transitados existentes no valor de 4 400 000 000$00 (quatro mil e quatrocentos milhões de escudos).
(...) "

Anexo Estatístico

122 Principais Indicadores

123 Evolução dos investimentos anuais a preços correntes

124 Elementos anuais 1999

125 Evolução do comprimento das linhas da Rede de Transporte (km)

125 Evolução das potências instaladas nas Subestações da Rede Nacional de Transporte (MVA)

Anexo Estatístico

Principais Indicadores

Designação	1994	1995	1996	1997	1998	1999
De Situação Financeira						
Solvabilidade Total						
Activo/Passivo	2.7	2.9	3.2	3.1	3.4	3.5
Autonomia Financeira						
Capital Próprio/Activo (%)	62.3	65.4	68.3	67.5	70.2	71.8
Estrutura Financeira						
Capital Próprio/Passivo MLP	3.9	4.0	4.3	4.0	4.9	5.8
Liquidez Geral						
Capitais Circ./Passivo Curto Prazo (%)	82.1	84.8	77.5	92.1	94.1	95.5
Cobertura do Imobilizado						
Capitais Permanentes/Activo Fixo (%)	95.4	97.1	96.4	99.0	99.2	99.3
Capacidade de Autofinanciamento						
Cash flow/Investimento Custos Técnicos	1.2	1.6	1.6	1.9	4.0	2.6
De Eficiência Operativa						
Rotação do Activo						
Vendas/Activo (%)	74.1	80.8	91.5	94.3	98.7	108.2
Prazo Médio de Recebimentos (meses)						
Cred. Correntes Clientes/Vendas x 12	1.2	1.0	1.0	1.1	1.2	1.1
Prazo Médio de Pagamentos (meses)						
Déb. Correntes Fornecedores/Compras x 12	1.2	1.7	1.2	1.2	1.2	1.2
De Rendibilidade						
Rendibilidade dos Capitais Próprios						
Resultados Líquidos/Capitais Próprios (%)	0.9	2.4	3.1	3.2	6.4	5.4
Rendibilidade Económica						
Resultado Operacional/Activo (%)	3.4	4.2	4.4	4.4	7.8	5.9
Rendibilidade das Vendas						
Resultado Líquido/Vendas (%)	0.8	2.0	2.3	2.3	4.6	3.6
De Produtividade						
V.A.B. per capita (Milhares de contos)						
V.A.B./Nº Médio Efectivos	34.4	36.7	39.8	44.1	53.0	58.4
Vendas per capita (Milhares de contos)						
Vendas/Nº Médio Efectivos	316.4	342.1	381.5	407.2	449.1	532.5

Evolução dos Investimentos Anuais a Preços Correntes

	Milhares de Contos			Composição (%)	
Ano	Custos Técnicos	Encargos Financeiros	Custos Totais	Custos Técnicos	Encargos Financeiros
1989	5 104	3 412	8 516	59.9	40.1
1990	7 538	1 799	9 337	80.7	19.3
1991	10 156	2 753	12 909	78.7	21.3
1992	10 755	2 659	13 414	80.2	19.8
1993	12 129	2 241	14 370	84.4	15.6
1994	11 084	1 135	12 219	90.7	9.3
1995	11 622	1 880	13 502	86.1	13.9
1996	12 492	929	13 421	93.1	6.9
1997	10 817	736	11 553	93.6	6.4
1998	8 268	670	8 938	92.5	7.5
1999	9 870	441	10 311	95.7	4.3

Elementos anuais 1999

Designação		1999	1998	Variação (%)
Emissão Hidráulica	GWh	6,903	12,225	-44
Centrais da CPPE	"	6,456	11,507	-44
Fios de água	"	4,033	7,159	-44
Albufeiras	"	2,423	4,348	-44
Centrais das R. Distribuição	"	447	718	-38
Emissão Térmica	GWh	27,953	19,449	44
Centrais da CPPE	"	17,002	15,392	10
Tapada do Outeiro	"	85	73	16
Carregado	"	2,714	1,682	61
Barreiro	"	246	209	18
Setúbal	"	4,636	5,035	-8
Sines	"	9,319	8,385	11
Turbinas a gás	"	2	8	
Tejo Energia (Pego)	"	4,822	2,796	72
Turbogás	"	6,129	1,261	
Emissão Total	GWh	34,856	31,674	10.0
Trocas com o Estrangeiro (Saldo)	GWh	-861	272	-417
Importação (s/ trânsito)	"	627	399	57
Exportação (s/ trânsito)	"	1,488	127	1072
Energia de circulação	"	3,001	3,571	-16
Recepção de Autoprodutores	GWh	2,290	1,964	17
Hidráulicos	"	481	530	-9
Térmicos	"	1,701	1,356	25
Eólicos	"	108	78	
Consumo em Bombagem Hidroeléctrica	GWh	491	101	386
Consumo Total (Referido à emissão)	**GWh**	**35,794**	**33,809**	**5.9**
Evolução corr. temp. e dias úteis				4.5
Ponta Máxima (Referido a emissão)				
Rede Produção e Transporte	MW	5,986	6,010	-0.4
	dia/mes	16/12	10/12	
Rede EDP (1)	MW	6122	6079	0.7
	dia/mes	16/12	9/12	
Potência Instalada (Referida à produção)	MW	9210	8462	8.8
Hidráulica	"	3954	3953	0.0
Térmica (Inclui Central do Pego e Turbogás)	"	5236	4489	16.6
Eólica	"	20	20	
Coeficiente de Produtibilidade Hidroeléctrica				
Ano civil 1999 1998		0.68	1.04	
Ano hidrológico 1998/99 1997/98		0.56	1.41	
Armazenamento Final nas Albufeiras	GWh	1464	761	92.4
	% máximo	58	29	
Consumo de Combustíveis (Inclui Central do Pego e TG)				
Carvão estrangeiro (2)	10^3t	5268	4139	27
	10^3tec	4579	3663	25
Fuelóleo (3)	10^3t	1514	1520	0
Gasóleo	10^3kl	1.64	3.73	-56
Gás Natural	10^6 m³	1422	399	-
Existência de Combustíveis (Inclui Central do Pego)				
Carvão estrangeiro	10^3t	892	865	3
Fuelóleo	10^3t	388	217	79

(1) Não inclui autoprodutores (2) tec (7245 kcal/kg) (3) Não inclui produção de vapor no Barreiro

Evolução do comprimento das linhas da Rede de Transporte (km)

Ano	60 kV		150 kV		220 kV		400 kV	Total
1987	408.7	(1)	2,242.6		2,265.7	(2)	836.3	5,753.3
1988	409.2		2,236.6		2,286.5	(2)	836.3	5,768.6
1989	367.4	(3)	2,238.3		2,324.4	(2)	848.2	5,778.3
1990	367.4		2,238.3		2,154.8	(4)	1,071.7	5,832.2
1991	149.0	(5)	2,270.9		2,178.2	(4)	1,071.7	5,669.8
1992	149.0		2,358.3		2,178.2	(4)	1,136.3	5,821.8
1993	149.0		2,358.6		2,186.0	(4)	1,170.4	5,864.0
1994	149.0		2,442.7	(6)(7)	2,250.9	(4)	1,171.8	6,014.4
1995	0.0	(8)	2,285.7	(7)(9)	2,257.6	(4)	1,172.9	5,716.2
1996	0.0		2,216.6	(7)(10)	2,296.2	(4)	1,172.9	5,685.7
1997	0.0		2,346.3	(7)	2,346.2	(4)	1,233.9	5,926.3
1998	0.0		2,339.6	(7)(11)	2,408.7	(4)	1,233.9	5,982.2
1999	0.0		2,399.6	(7)	2,356.9	(4)(12)	1,233.9	5,990.4

(1) Foram transferidas para a DODT a linha Zêzere-Alferrarede e para a DODN as linhas Valdigem-Vicominas, Rebordosa-Sardoeira e Ermesinde-Rebordosa

(2) Inclui 229,3 km de linha, a 400 kV, funcionando provisoriamente a 220 kV

(3) Foram transferidas para a DODN as linhas Ermesinde-Antas I, II e III e Vermoim-Circunvalação I, II e III

(4) Inclui 51,2 km de linha, a 400 kV, funcionando provisoriamente a 220 kV

(5) Foram transferidos para as DODs 218,4 km de linhas a 60 kV

(6) Foi retirada de serviço a linha Ermesinde-Estarreja

(7) Inclui 9,0 km da linha de 130 kV, Lindoso-Conchas

(8) Foram transferidas para a EN e a SLE as restantes linhas a 60 kV que estavam a ser exploradas pela REN

(9) Foram retiradas de serviço as linhas, a 150 kV, Estarreja-Pereiros e Palmela-Ferreira do Alentejo

(10) Foi retirada de serviço a linha, a 150 kV, Zêzere-Sacavém I, bem como o ramal para Caniçada da linha a 150 kV, Vila Nova-R. Ave

(11) Foi retirada de serviço a linha, a 150 kV, Porto Alto-Seixal,

(12) Foi retirada de serviço, temporariamente, o troço inicial da linha, a 220 kV, Valdigem-Recarei.

Evolução das potências instaladas nas Subestações da Rede Nacional de Transporte (MVA)

Ano	150 kV/ 30 kV	150 kV/ 60 kV	220 kV/ 60 kV	400 kV/ 60 kV	Sub- -total (1)	150 kV/ 130 kV	220 kV/ 150 kV	400 kV/ 150 kV	400 kV/ 220 kV	Total (1)
1987	255	2,931	3,927	0	7,133	150	831	1,620	1,350	11,084
1988	270	2,811	3,927	0	7,028	150	957	1,980	1,350	11,465
1989	270	2,811	3,927	170	7,198	150	957	1,980	1,350	11,635
1990	270	2,748	4,053	170	7,261	150	957	1,980	1,800	12,148
1991	270	2,937	4,431	170	7,828	150	957	1,980	2,250	13,165
1992	270	3,252	4,431	170	8,143	150	957	1,980	2,700	13,930
1993	270	3,328	4,620	510	8,748	150	957	1,980	2,700	14,535
1994	270	3,202	5,420	510	9,422	150	957	2,340	2,700	15,569
1995	270	3,215	5,420	510	9,435	150	831	2,340	2,700	15,456
1996	270	3,669	5,546	680	10,185	150	831	2,340	2,700	16,206
1997	270	3,669	5,609	680	10,248	150	831	2,340	2,700	16,269
1998	270	3,669	5,949	680	10,588	150	831	2,340	2,700	16,609
1999	270	3,732	5,949	680	10,631	150	831	2,340	2,700	16,652

(1) Até 1998 inclui um transformador de 20 MVA (60kV/30kV) instalado na subestação do Pocinho

Edição REN • REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.
Gabinete de Comunicação
Av. Estados Unidos da América, 55
1749-061 Lisboa

Produção Gráfica • PLINFO Informação, Lda.
Avenida 5 de Outubro, 194, 1° Esq°
1050-064 Lisboa
Tel. 21 793 62 65 Fax 21 794 20 74
E-mail plinfo@mail.telepac.pt

Fotografia • Adelino Oliveira e fototeca REN

Tiragem • 700 Exemplares

ISSN • 0873-1616

Depósito Legal n° • 89607/95

Setembro 2000