

RELATÓRIO E CONTAS 2007



REN 

Redes Energéticas Nacionais



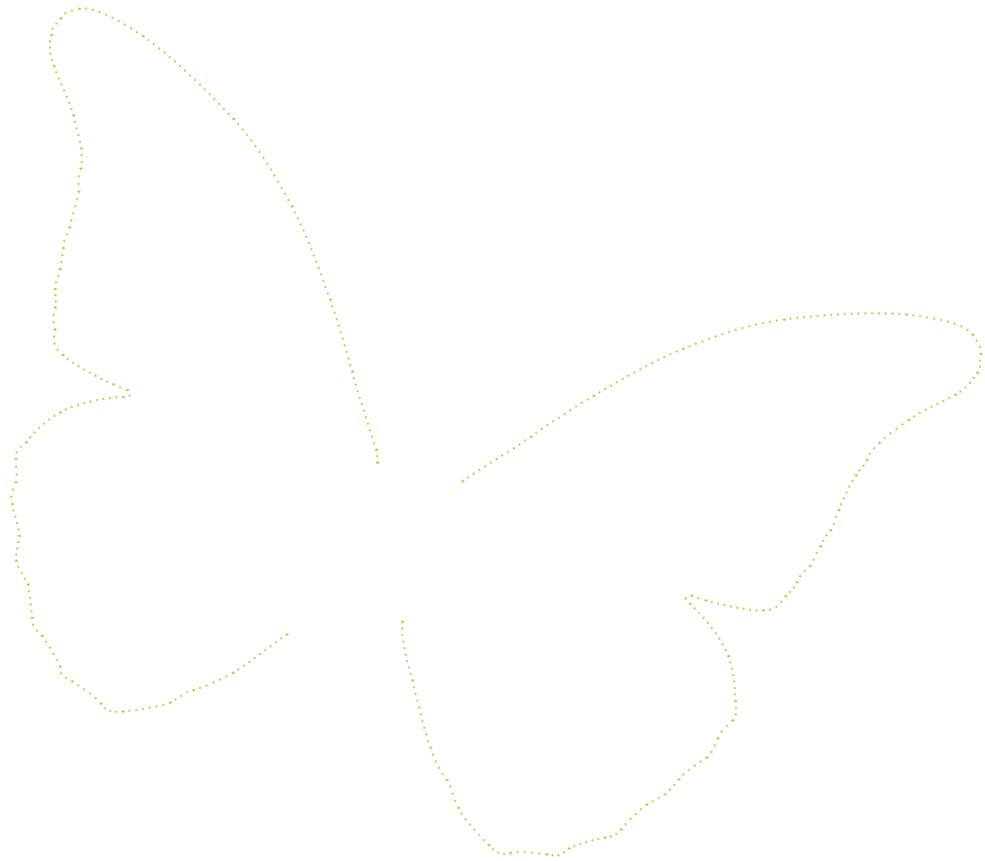




Este é um relatório CarbonoZero.

As emissões de gases com efeito de estufa associadas à sua produção foram compensadas através da capacidade de sequestro de 23 árvores, ao longo de um ano, na Herdade da Pernada, anulando o respectivo efeito no clima. Foram contabilizadas as emissões resultantes da produção da pasta e do papel, bem como da impressão de todos os seus exemplares, num total de 0,78 toneladas de CO₂eq.

RELATÓRIO E CONTAS 2007





ÍNDICE



4	MENSAGEM DO PRESIDENTE
8	MISSÃO, VISÃO E VALORES
10	INDICADORES PRINCIPAIS
16	QUEM SOMOS
18	A Empresa
19	Estrutura societária do Grupo REN
20	Estrutura organizacional da REN SGPS, S.A.
20	Recursos Humanos
22	Órgãos sociais do Grupo
24	Estrutura accionista
26	RELATÓRIO CONSOLIDADO DE GESTÃO
28	Enquadramento macroeconómico
34	O Mercado e a Indústria
42	A Regulação Económica
46	Factos relevantes do ano
47	Actividade do Grupo em 2007
47	Negócio de transporte de electricidade
52	Negócio de transporte e armazenagem de gás natural
60	Telecomunicações e sistemas de informação
61	REN Trading
61	RENTELECÔM - Comunicações, S.A.
62	OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.
65	Evolução económica e financeira
70	Considerações finais e perspectivas para 2008
71	Proposta de aplicação de resultados
72	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS
78	Anexo às Demonstrações Financeiras Consolidadas
124	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS
132	Anexo ao Balanço e à Demonstração dos Resultados Individuais
146	DOCUMENTOS DE CERTIFICAÇÃO DAS CONTAS
159	Extracto da Acta da Assembleia Geral de Accionistas da REN SGPS, S.A.
160	ANEXOS
162	Principais Accionistas e acções detidas pelos membros de Órgãos Sociais
163	Declaração de Conformidade
164	Glossário financeiro
164	Glossário técnico
166	Diplomas legais
168	Indicadores técnicos
169	Contactos





MENSAGEM DO PRESIDENTE

No princípio de 2007, a REN assumiu a forma de sociedade *holding*, para gerir o conjunto das actividades do Grupo, através da constituição da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. Esta operação, além de corresponder a um momento de reestruturação empresarial, coincidia com a necessidade de preparar a estrutura societária para a realização da Oferta Pública Inicial (IPO na versão inglesa), conhecida como 1.ª fase de privatização da REN.

Tendo sido agendada a respectiva sessão de bolsa para 9 de Julho, a empresa foi mobilizada, praticamente durante todo o primeiro semestre, para corresponder à expectativa da sua entrada no mercado, com um revigoreamento da comunicação externa que conduziu à plena individualização da sua imagem, no contexto das empresas energéticas nacionais. Este esforço foi inteiramente compensado pela subscrição do capital oferecido, que foi excedido em mais de 107 vezes, num recorde decorrente do interesse suscitado e, também, da limitada quantidade de acções posta à venda, apenas 24% do capital. Recordo que, no ano anterior, tinha ocorrido a venda de três lotes de 5%, pela EDP – que alienou mais 5% à Red Eléctrica de España (REE), já em 2007, ficando apenas com 5%, nos termos da lei, após o IPO, em que se juntou aos 19% do Estado, perfazendo os 24%.

Para tão pequena quantidade de capital e para uma empresa ainda não suficientemente individualizada no panorama empresarial do país, é de realçar que atraiu um conjunto assinalável de subscritores – perto de duzentos mil – renovando a ideia dum mercado de capitais capaz de atrair poupança doméstica e, em particular, a de perfil mais conservador, dada a natureza da REN, como empresa gestora de infra-estruturas energéticas, transporte de electricidade e gás, cujas actividades são inteiramente reguladas.

Num ano com um acontecimento tão marcante na vida da empresa, assinale-se o resultado líquido de 145,2 M€, representando 0,27 € por acção e considerando os 534 milhões de acções representativas do capital. Este resultado ainda reflecte alguns aspectos particulares do exercício, como a anulação da provisão, criada em 2006, para cobrir eventuais consequências do litígio com a Sociedade Amorim Energia, B.V., a propósito dos dividendos da GALP Energia, SGPS, S.A., e cuja resolução, em tribunal arbitral, foi favorável à REN.

Outro acontecimento, digno de registo, é o fim dos contratos de aquisição de energia (CAE), que vinha sendo anunciado há anos, no quadro do MIBEL. Foi assumido, pelo produtor EDP, o fim dos CAE hídricos e térmicos na sua totalidade, reportado a 30 de Junho. Ficaram apenas dois centros térmicos, um a carvão e outro a gás, no regime de contratos de longo prazo, cuja energia continuará a ser vendida à REN que, por sua vez, a comercializa através da REN Trading, uma sociedade-veículo, constituída para esse efeito.

Este acontecimento, que concretiza um dos pressupostos do mercado liberalizado, tal como foi concebido para a Península Ibérica, sendo importante, nesse sentido, não deixou de ter consequências negativas nos resultados da actividade da REN: às vendas de energia realizadas pela REN estava associado um resultado de ganhos comerciais, partilhados a 50% com os consumidores, via tarifas. Estes ganhos comerciais passam a ter uma expressão bem mais modesta, porque dizem respeito, apenas, a dois centros de produção, devendo o respectivo regime regulatório ser fixado durante o corrente ano.

Um outro acontecimento de relevo, directamente relacionado com este último, tem a ver com as licenças de utilização do domínio hídrico de que a REN é concessionária: com a extinção dos CAE hídricos, a transmissão das licenças deve ser feita a benefício do produtor.

Esta situação mereceu uma avaliação técnico-económica que conduziu a um valor de equilíbrio de 759 M€, dos quais 466,2 M€ foram relacionados com o défice tarifário, de que é credora a REN. Desse montante, 152 M€ referem-se ao reconhecimento tardio do direito à remuneração dos terrenos, activo no balanço da REN, nos quais se estabeleceram os respectivos aproveitamentos hidroeléctricos.

Com o pagamento daquele montante à REN, já reconhecido pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e inscrito nos pressupostos tarifários para o ano corrente, ultrapassa-se um problema que se arrastava, há quase uma década. Possibilita, também, uma redução substancial da dívida, cuja reestruturação será realizada na sequência da obtenção da notação de *rating* internacional.

Assumindo a natureza das actividades reguladas que a REN gere, o enquadramento regulatório tem uma importância fundamental, quer para a remuneração do capital quer para a sua evolução próxima. Primeiro, porque termina, em 2008, o terceiro período regulatório para a electricidade. Segundo, porque a comparação dos elementos fundamentais da nossa regulação com a da vizinha Espanha – só para ficarmos na Península Ibérica – é desfavorável às actividades de transporte de electricidade e de gás em Portugal. Terceiro, e não menos importante, porque a harmonização regulatória é um objectivo assumido pelos Governos de Portugal e de Espanha, quer para o MIBEL quer para o MIBGAS.

O modelo regulatório em vigor, baseado no custo do serviço, remunera o activo líquido em exploração. Se o activo acrescentado anualmente não compensa amortizações e depreciações, entende-se que efeito tem este modelo na remuneração dos factores. A actividade das empresas de transporte, na Europa comunitária, está a ser encarada como essencial à realização do mercado interno de energia. Nesse sentido, as empresas têm de ser incentivadas para investir na melhoria das redes, não só no plano interno de cada país mas também no reforço das interligações. Este novo esforço de investimento está a ser encarado, de forma diferencial, por muitos reguladores europeus. A REN tem realizado um notável esforço de modernização e de expansão da rede eléctrica. Vai agora olhar igualmente para a rede de gás, cujo primeiro período de investimento fundamental foi realizado antes da passagem dos activos de transporte para a REN. Por isso, não surpreende que no volume de investimento do ano, que é de cerca de 250 M€, apenas 6,1 M€ respeitam à área do gás.

O investimento não é uma variável regulatória: é uma necessidade que deriva da estrutura da rede que temos e do seu confronto com os objectivos da estratégia nacional para a energia. Sendo estes muito ambiciosos, nomeadamente quanto à penetração da energia renovável e, em particular, da eólica, fica absolutamente claro que a densificação da rede de transporte, no território, tem de fazer-se a um ritmo que não pode abrandar, sob pena de falência dos próprios objectivos daquela estratégia.

As dificuldades para o estabelecimento das infra-estruturas de transporte, que surgiram mais evidenciadas na opinião pública, com alguns aproveitamentos locais, de natureza periférica, visando o impacto potencial na saúde humana da vizinhança das linhas de transporte, só podem trazer-nos a consciência acrescida da necessidade de proteger melhor, em termos jurídicos e de ordenamento do território, os corredores onde devem estabelecer-se estas infra-estruturas. Pelo menos, enquanto o conhecimento e a evolução da técnica não permitam garantir o nosso desenvolvimento económico e adequados padrões de conforto à sociedade, sem suporte físico para o transporte de energia que são as redes. Temos, por isso, de continuar a sublinhar o esforço de investimento, independentemente das dificuldades incorridas, pondo em evidência o grau de concretização dos objectivos, que se situa, ainda, na zona dos 100%.



Mais uma vez conseguimos uma performance operacional, quer na rede eléctrica quer no conjunto das infra-estruturas de gás, absolutamente digna de realce no quadro europeu, com menos de um minuto de tempo de interrupção equivalente na rede eléctrica, pelo quarto ano consecutivo, e com índices de disponibilidade próximos de 100% para as de gás.

Sobre a qualidade de serviço no sector do gás, não houve qualquer incidente na infra-estrutura de transporte em alta pressão, mantendo-se, por isso, o indicador acumulado (incidentes com fuga não intencional de gás) em zero incidentes por 1 000 km de rede.

No que respeita ao terminal de GNL (gás natural liquefeito), o factor de disponibilidade (que mede as horas em que está garantida a emissão de gás natural no conjunto das horas do ano, 8 760) foi de 99,7%.

Na rede eléctrica, o comportamento das linhas que é essencial em termos de avaliação, expressa em número de defeitos por cada 100 km, melhorou muito, no valor integrado duma década, atingindo um mínimo histórico de 2,2 defeitos/100 km.

Como previsto no acordo de parceria estratégica, concluímos a aquisição de 1% do capital da REE, tendo celebrado o seu equivalente com a Enagás, agora no quadro do MIBGAS, e devendo igualmente dar sequência à aquisição, também de 1%, do capital desta empresa.

Não tendo sido possível criar o Operador do Mercado Ibérico (OMI) em 2007, este objectivo – que não depende de iniciativa protagonista da REN, mas sim da evolução dos mercados *spot* e financeiro em Espanha e Portugal – está agora anunciado para o corrente ano, num prazo não superior a três meses, após a ratificação pelos Parlamentos nacionais dos acordos revistos do MIBEL.

Não individualizo referências a proveitos por empresas no Grupo, que estão adequadamente evidenciadas no relatório, sublinhando apenas a qualidade do desempenho de todos os trabalhadores, num ambiente de reestruturação, aculturação e de privatização que terá de ser tomado como excepcional, a todos os títulos.

É devido um agradecimento particular à Comissão de Auditoria, cuja compreensão e também rigor de avaliação foram marca deste primeiro ano do novo modelo de governo societário, assinalando também a perda, por razões de saída para o exercício de funções governativas, de um dos seus membros, o Dr. Carlos Lobo, de cujo convívio regular fomos privados.

Finalmente, a palavra de fecho para os Accionistas da REN. Apesar de o mercado ter sido sacudido pelos efeitos remotos da crise hipotecária, que atingiu particularmente o sector financeiro nos Estados Unidos, a acção da REN teve um percurso de valorização sustentada, entre o fim de Setembro e meados de Dezembro, assumindo bem o estatuto de referência, para períodos de maior volatilidade. A percepção de que não haveria, nos próximos tempos, nova colocação de acções no mercado, por parte do Estado, veio afectar transitoriamente, assim se espera, aquela tendência.

Pela confiança que os Accionistas depositaram na REN e pelas demonstrações práticas de apoio que tivemos em todos os momentos, em que decisões-chave tiveram de ser tomadas, o agradecimento do Conselho de Administração e da Comissão Executiva e a disposição reiterada de tentarmos sempre fazer melhor.

José Penedos

MISSÃO, VISÃO E VALORES

A EMPRESA

A REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., é a sociedade *holding* que agrupa quatro concessões de serviço público:

- i) transporte de energia eléctrica em muito alta tensão,
- ii) transporte de gás natural em alta pressão,
- iii) recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito e,
- iv) armazenamento subterrâneo de gás natural.

O agrupamento destas actividades reguladas sob uma única empresa independente dos operadores do mercado energético vem, assim, garantir a realização das correspondentes sinergias de operação e, tal como preconizado nas estratégias nacional e europeia para a energia, a efectiva separação das redes de transporte de electricidade e gás natural, como forma de garantir a liberdade de acesso por todos os agentes do mercado, em condições de equidade e transparência.

MISSÃO

A REN tem como missão garantir o fornecimento ininterrupto de electricidade e gás natural, ao menor custo, satisfazendo critérios de qualidade e de segurança, mantendo o equilíbrio entre a oferta e a procura em tempo real, assegurando os interesses legítimos dos intervenientes no mercado e conjugando as missões de operador de sistema e de operador de rede que lhe estão cometidas.

VISÃO

Ser um dos mais eficientes operadores europeus de sistema de transporte de electricidade e gás natural, construindo valor para os seus accionistas, dentro de um quadro de desenvolvimento sustentável.

VALORES

GARANTIA DO ABASTECIMENTO

Explorar e desenvolver as actividades concessionadas e as interligações e terminais de descarga de modo a garantir o fornecimento ininterrupto de energia, satisfazendo todos os critérios de qualidade e desenvolvendo as condições técnicas para o Mercado Ibérico da Electricidade e Gás.

IMPARCIALIDADE

Garantir a todos os intervenientes no mercado energético, produtores, distribuidores, comercializadores e consumidores, acesso às redes e demais infra-estruturas de forma não discriminatória e em condições de igualdade de tratamento.

EFICIÊNCIA

Desempenhar com rigor todas as tarefas que lhe são cometidas em termos de eficiência produtiva e com a melhor utilização de todos os recursos, contribuindo para o desenvolvimento do País, tendo em vista o bem-estar das populações e a criação de valor para os seus accionistas.





SUSTENTABILIDADE

Gerir as suas actividades de acordo com os princípios do desenvolvimento sustentável, nas vertentes económica, social e ambiental, com aposta no apoio à investigação e desenvolvimento e, ainda, na formação, na ética e no desenvolvimento do potencial dos seus recursos humanos.

AS CONCESSÕES

Enquanto concessionária da rede nacional de transporte de energia eléctrica (RNT), a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., assegura uma missão de utilidade pública, da qual se destacam as seguintes actividades:

- a gestão técnica e a gestão global do Sistema Eléctrico Nacional (SEN);
- o transporte de energia eléctrica em Muito Alta Tensão (400, 220 e 150 kV);
- a exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT) de energia eléctrica e a construção, manutenção e planeamento das infra-estruturas que a integram.

Enquanto concessionária da rede de transporte de gás natural em alta pressão, o exercício da actividade da REN Gasodutos, S.A., compreende:

- o recebimento, o transporte, os serviços de sistema e a entrega de gás natural através da rede de alta pressão;
- a construção, manutenção, operação e exploração de todas as infra-estruturas que integram a RNTGN e das

interligações às redes e infra-estruturas a que esteja ligada e, bem assim, das instalações que são necessárias para a sua operação.

Enquanto concessionária da actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, a REN Atlântico, S.A., é responsável pela:

- recepção, armazenamento, tratamento e regaseificação de GNL e emissão de gás natural para a RNTGN, bem como o carregamento de GNL em camiões cisterna ou navios metaneiros;
- construção, manutenção, operação e exploração das respectivas infra-estruturas e instalações.

Enquanto concessionária da actividade de armazenagem subterrânea, a REN Armazenagem, S.A., é responsável por:

- recebimento, injeção, armazenamento subterrâneo, extracção, tratamento e entrega de gás natural, quer para constituição e manutenção de reservas de segurança quer para fins operacionais e comerciais;
- construção, manutenção, operação e exploração de todas as infra-estruturas e, bem assim, das instalações que são necessárias para a sua operação.



INDICADORES PRINCIPAIS

INDICADORES ECONÓMICO-FINANCEIROS GRUPO

Demonstração Resultados			
M€	Unidade	2007	2006
Volume de Negócios	M€	554,7	387,7
EBITDA	M€	374,1	709,7
EBITDA Corrigido	M€	310,5	243,7
EBIT	M€	265,0	570,8
Impostos	M€	(42,3)	(73,3)
Resultado Líquido	M€	145,2	496,6
Resultado Líquido Recorrente	M€	91,8	72,9
Dividendo Ordinário ⁽¹⁾	M€	87,0	184,0
Dividendo Extraordinário	M€	-	288,7

Balança			
M€	Unidade	2007	2006
Total do Activo	M€	3 969,5	3 902,2
Activos fixos	M€	3 085,7	2 980,3
Caixa e equivalentes de caixa	M€	125,9	55,5
Outros	M€	757,9	866,4
Total do Capital Próprio	M€	1 006,3	946,4
Total do Passivo	M€	2 963,2	2 955,8
Dívida Financeira Líquida	M€	1 931,2	1 821,5
Outros	M€	1 032,1	1 134,3

Indicadores e Rácios			
		2007	2006
Margem de EBITDA Corrigido	%	53,0%	52,0%
Rentabilidade do Activo (ROA) ⁽²⁾	%	5,12%	2,88%
Rentabilidade do Capital Empregue Médio (ROACE) ⁽³⁾	%	5,19%	2,82%
Investimento Anual em Imob. Corp.	M€	249,9	244,0
Dívida Líquida / EBITDA Corrigido		6,22 x	7,48 x
Debt to Equity		1,9 x	1,9 x
Capitalização Bolsista	M€	1 933,1	-
Resultado líquido por acção ⁽⁴⁾	€	0,27	0,93
Total de trabalhadores		802	794
Electricidade		611	607
Gás		191	187

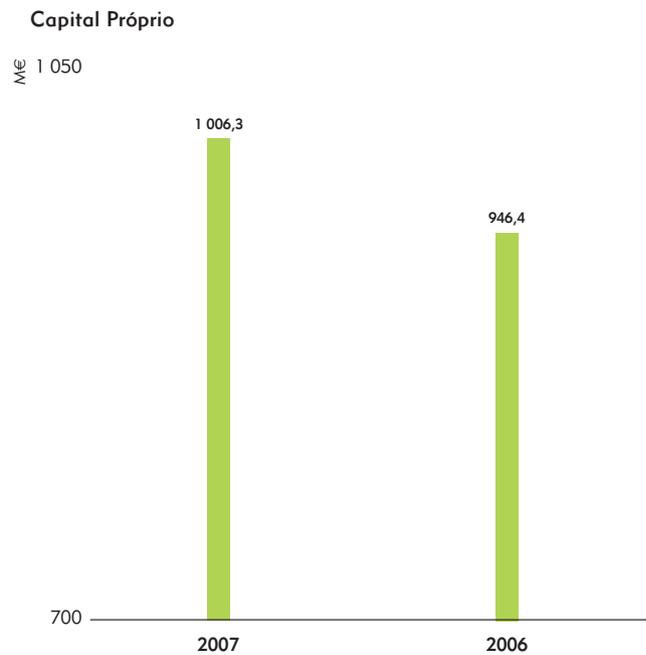
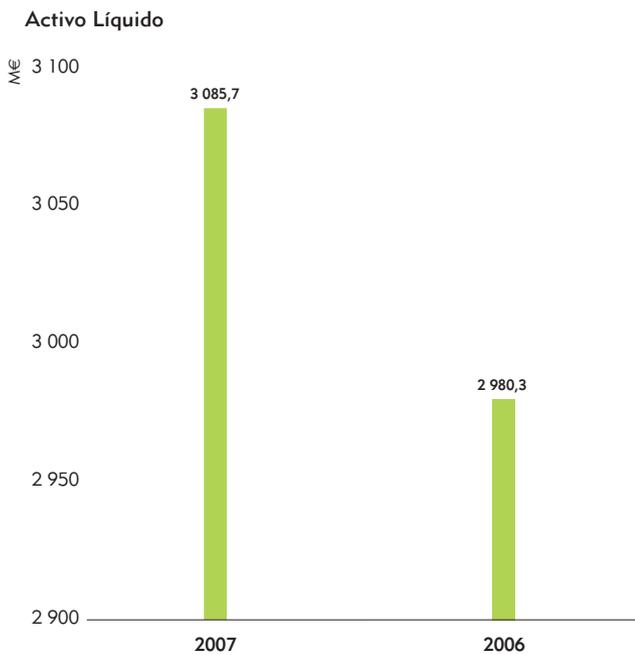
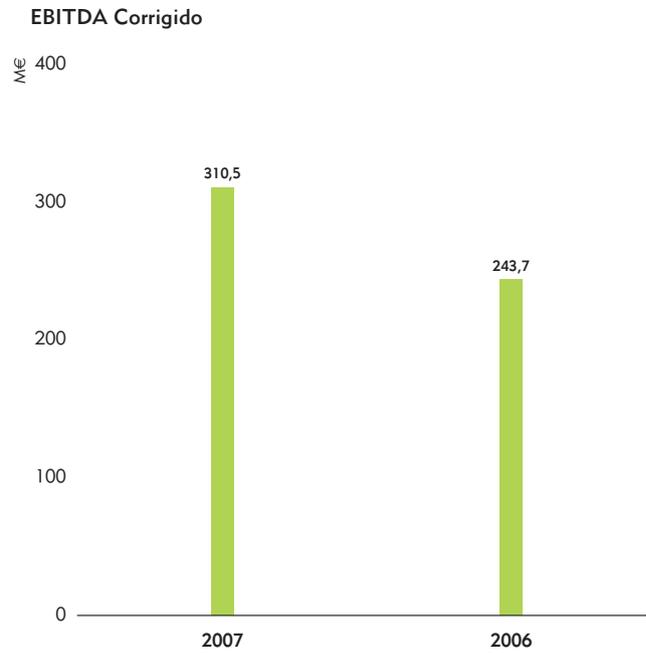
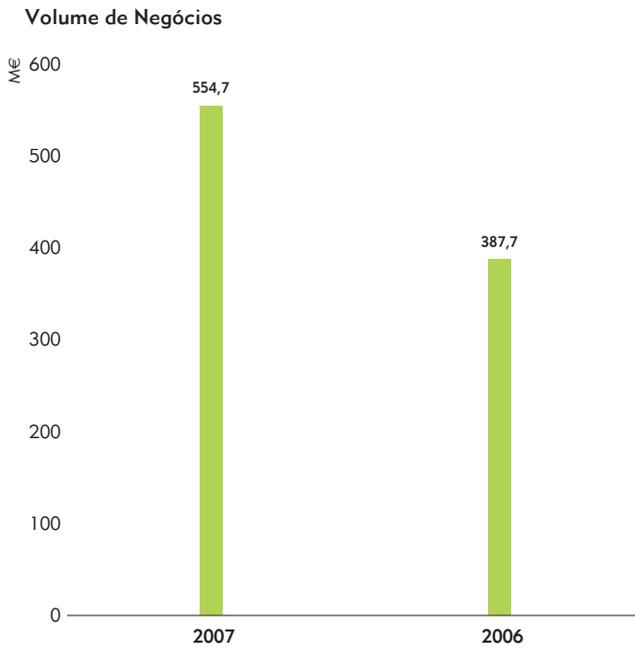
Notas:

(1) Em 2006, com a mais-valia na alienação da participação da Galp foi pago um dividendo extraordinário de 288,7 M€.

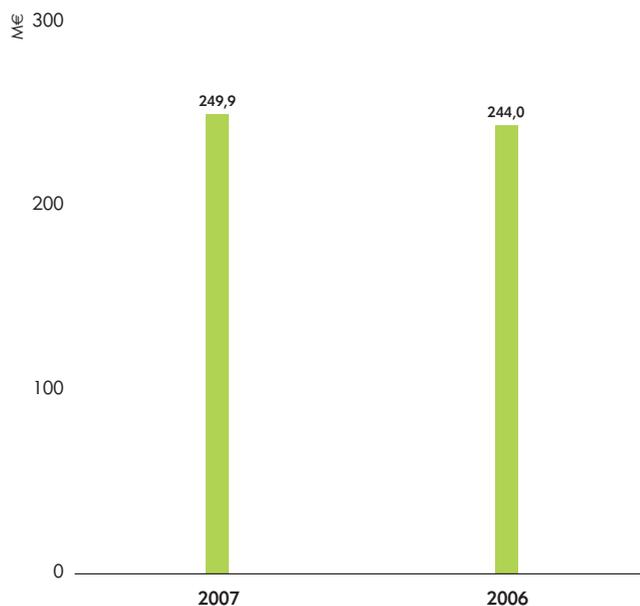
(2) EBIT Corrigido / Activo Líquido médio.

(3) EBIT Corrigido x (1 - taxa de imposto) / Capital empregue médio. Capital empregue médio = Capital Próprio + Dívida Financeira líquida.

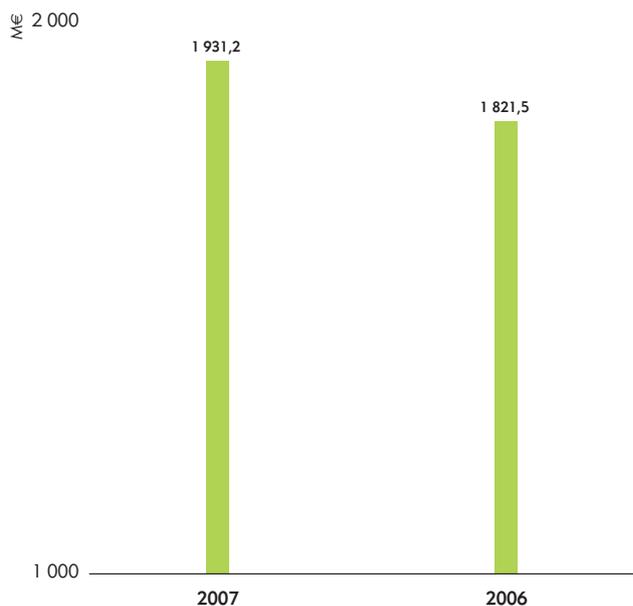
(4) Resultado Líquido / (Capital Próprio + Interesses Minoritários) valores médios.



Investimento Anual em Imobilizações Corpóreas



Dívida Líquida



Evolução dos investimentos anuais a preços correntes

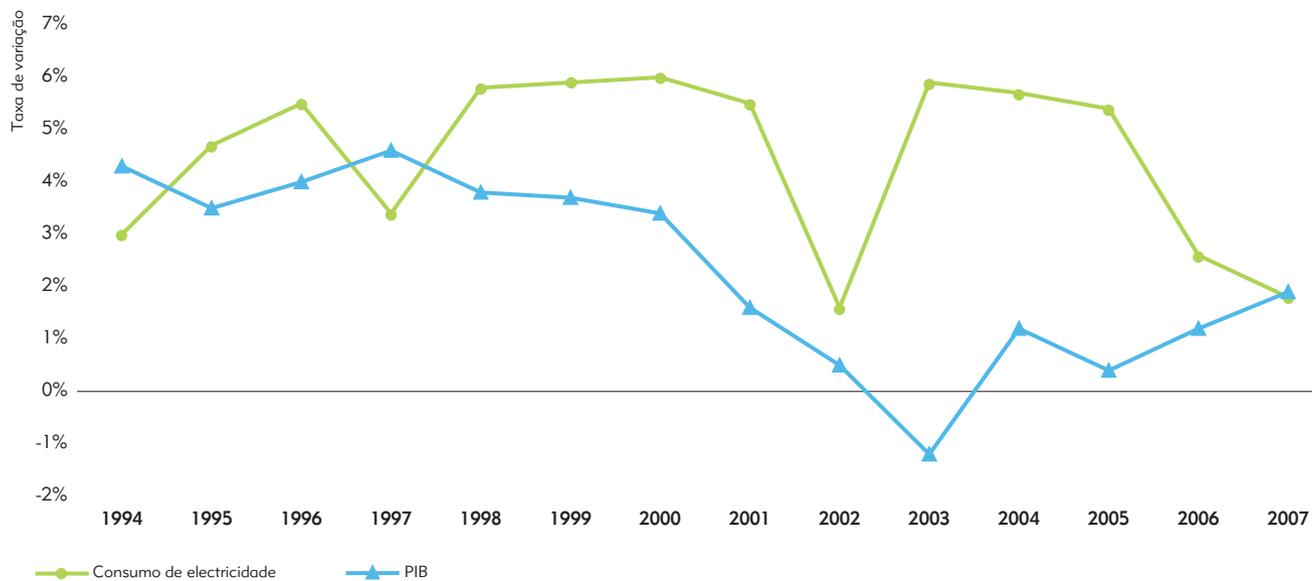
Un: Milhões de euros

Ano	Custos Directos	Encargos Financeiros	Custos Totais
1994	44,2	5,7	49,8
1995	46,3	9,4	55,7
1996	58,3	4,1	62,5
1997	48,9	3,7	52,5
1998	38,5	3,3	41,8
1999	47,3	2,2	49,5
2000	41,4	2,3	43,7
2001	65,5	3,4	68,8
2002	93,7	4,1	97,8
2003	112,6	3,0	115,6
2004	132,1	2,6	134,7
2005	210,2	2,6	212,8
2006	239,4	4,6	244,0
2007	242,9	6,9	249,9

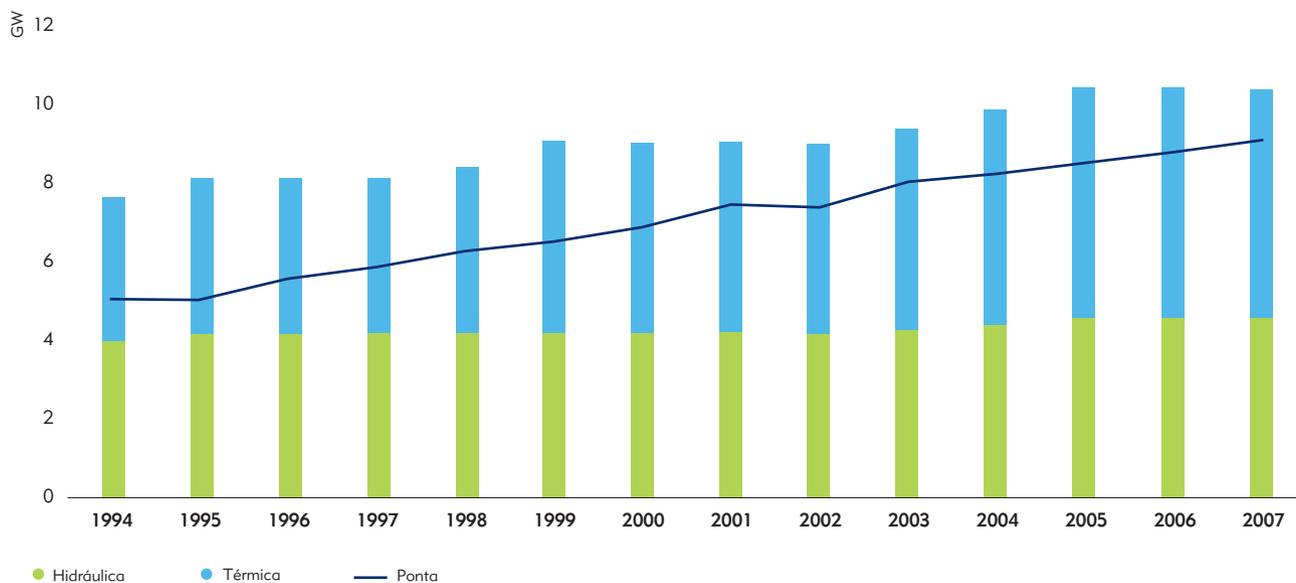


INDICADORES TÉCNICO-ECONÓMICOS NEGÓCIO DE ELECTRICIDADE

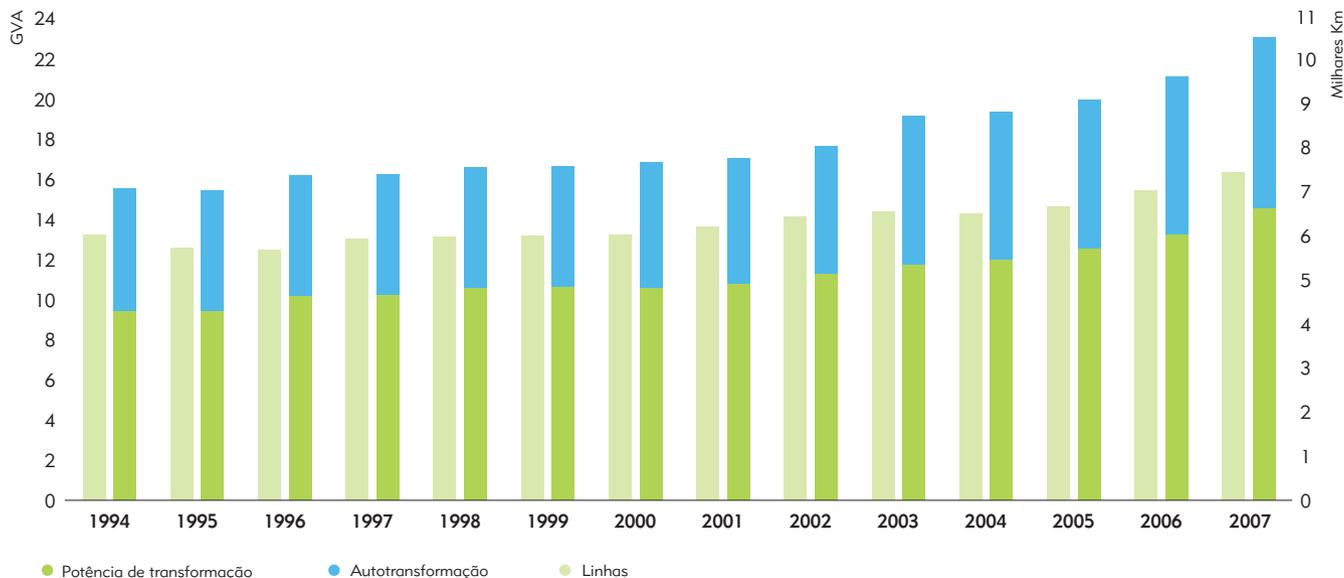
Consumo de electricidade e PIB



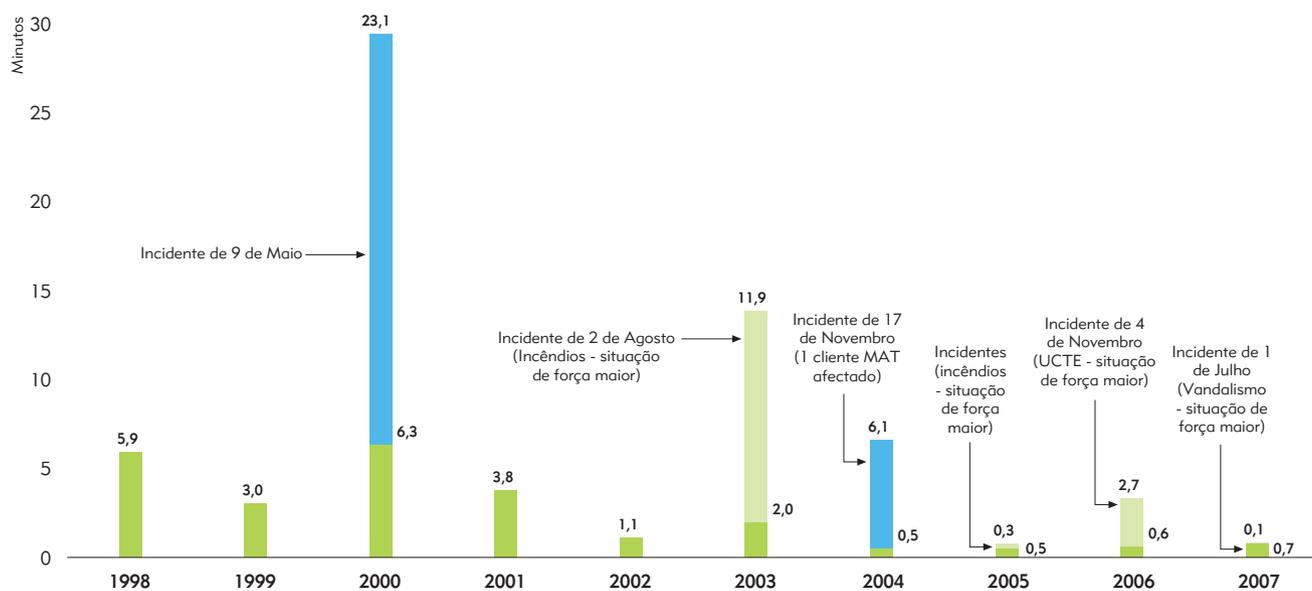
Potência instalada na produção e ponta



Comprimento das linhas e potência de transformação

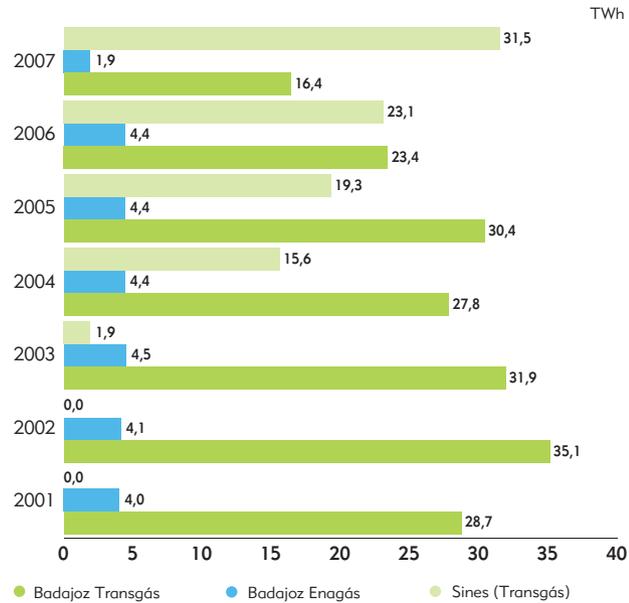


Tempo de Interrupção Equivalente - TIE

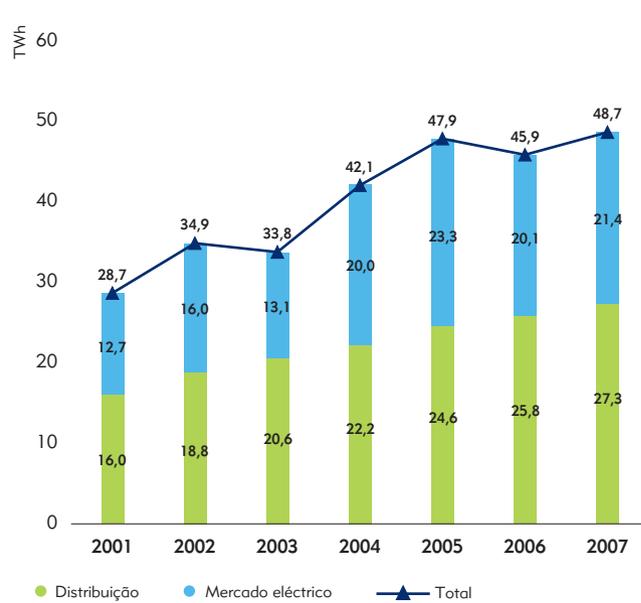


INDICADORES TÉCNICO-ECONÓMICOS NEGÓCIO DE TRANSPORTE E ARMAZENAGEM DE GÁS NATURAL

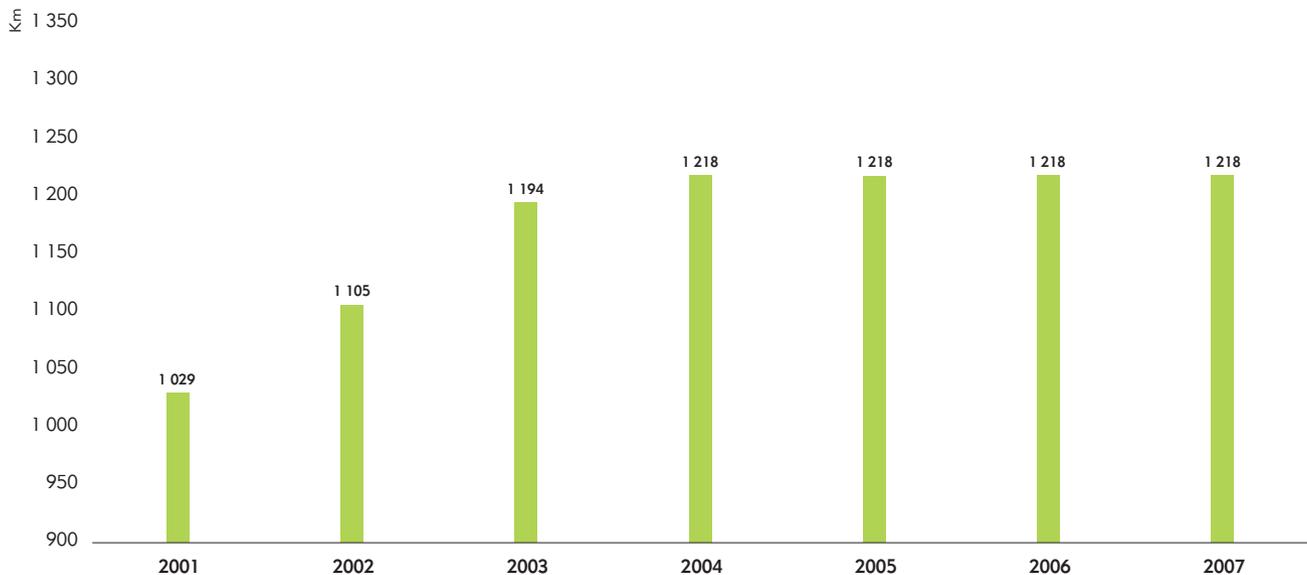
Entradas na RNTGN



Saídas da RNTGN



Evolução da rede de transporte de gás natural em alta pressão



An aerial photograph of a lush green landscape. A paved road curves through the lower portion of the image. The terrain is covered with various types of trees, including several large, rounded, green trees in the foreground. A tall, metal lattice tower for power lines stands on the right side. Multiple power lines stretch across the scene from the top right towards the bottom left. A white rectangular box is superimposed in the upper-middle part of the image, containing the text "Quem Somos" in a white, sans-serif font.

Quem Somos



QUEM SOMOS

A EMPRESA

A REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., foi criada a 18 de Agosto de 1994, em resultado de reorganização interna do Grupo EDP. Mais tarde, em Novembro de 2000, foi consumada a separação total em relação ao Grupo EDP, no seguimento do processo de privatização daquele Grupo e da liberalização do mercado energético europeu, que, conforme orientação da directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro de 1996, veio impor a separação jurídica entre as empresas responsáveis pela gestão da rede de transporte e as que desenvolvem actividades de produção e distribuição de electricidade.

No intuito de criar valor para os seus accionistas e seguindo uma estratégia de optimização dos recursos ao seu dispor, a REN criou, em finais de 2001, a RENTELECOM - Comunicações, S.A., a sua primeira empresa subsidiária, que tem por objecto a rentabilização da capacidade excedentária da sua rede privada de telecomunicações.

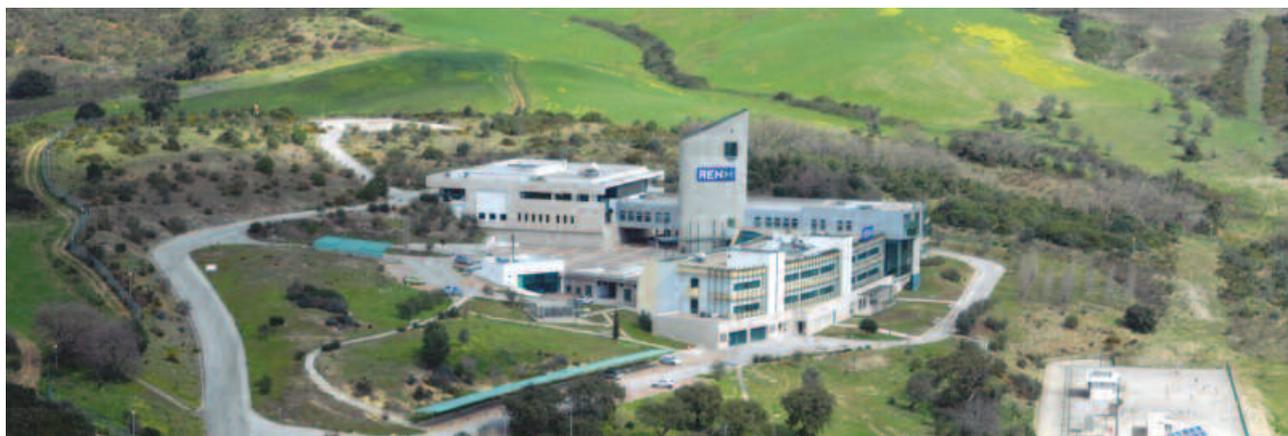
Em 2003, na sequência da Cimeira Ibérica da Figueira da Foz, os Governos ibéricos decidiram dar um novo impulso ao MIBEL - Mercado Ibérico da Electricidade, tendo, entre outras, tomado a iniciativa de criar um Operador de Mercado Ibérico, com dois pólos, um em Espanha, encarregue de gerir os mercados diário e intradiário, e o pólo português, dedicado aos produtos derivados sobre energia eléctrica. Assim, a REN constituiu, a 16 de Junho desse ano, a segunda empresa subsidiária, o OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A., que tem por missão gerir o mercado de energia eléctrica a prazo em articulação com o OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia - Polo Español, S.A. O capital social do OMIP é detido em 90% pela REN e os restantes 10% pelo OMEL.

No quadro da reestruturação do sector energético, cujas linhas gerais foram estabelecidas pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Setembro, que determina a concentração num único grupo empresarial das empresas concessionárias das infra-estruturas de transporte de electricidade e gás natural, a REN adquiriu, a 26 de Setembro de 2006, os correspondentes activos de gás natural detidos pela GALP Energia, SGPS, S.A., tendo passado a exercer, em regime de concessão de serviço público, por um período de 40 anos, as seguintes actividades reguladas:

- (i) transporte de gás natural em alta pressão;
- (ii) armazenamento subterrâneo de gás natural;
- (iii) recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito em terminais de GNL.

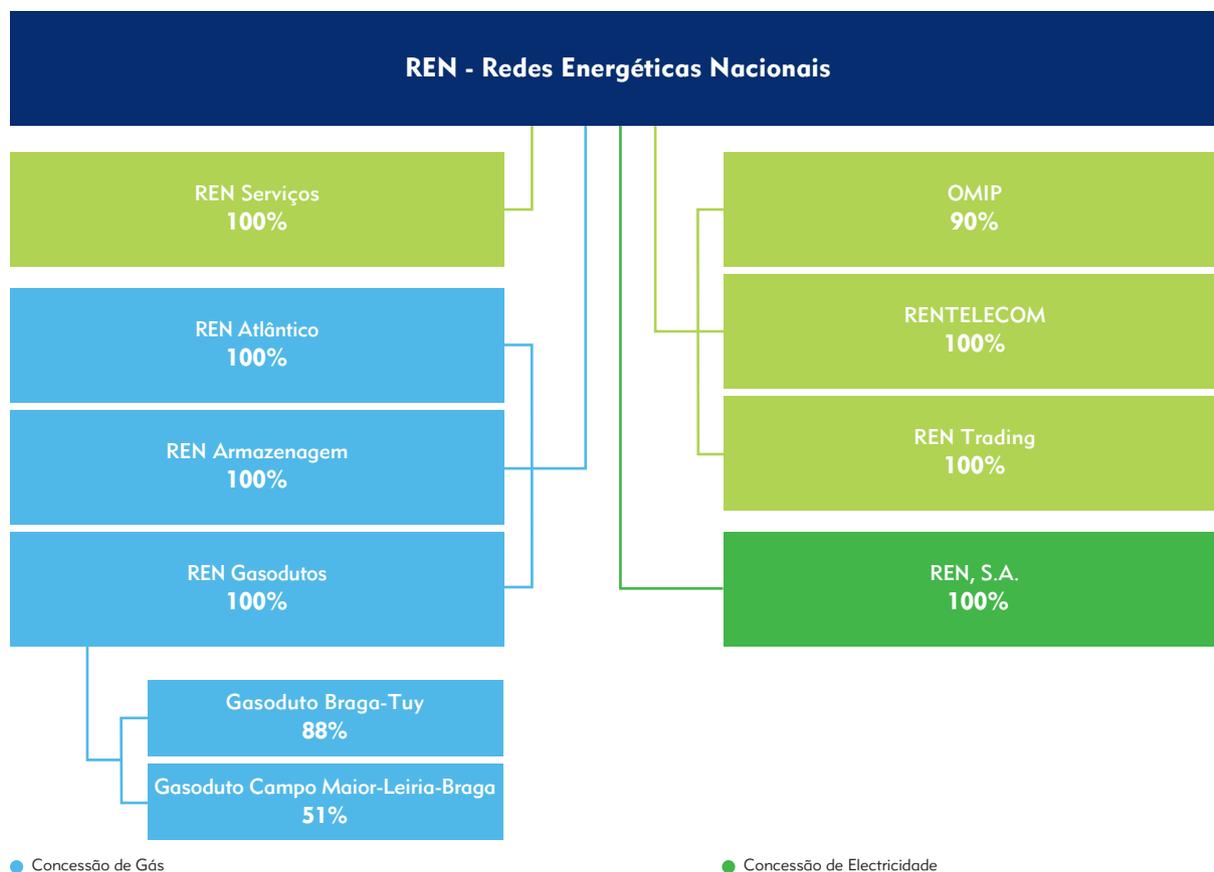
No caso das primeiras duas actividades, a REN procedeu à aquisição dos correspondentes activos, tendo, na sequência desta operação, procedido à criação das sociedades REN Gasodutos, S.A., e REN Armazenagem, para as quais passaram a exercer as correspondentes concessões. No que respeita à terceira, a REN adquiriu a empresa que operava com a denominação de Transgás Atlântico - Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A., a qual foi redenominada REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A., e passou a assumir a correspondente concessão.

Na sequência desta operação, Portugal passou a constituir um dos poucos países europeus onde estas actividades são exercidas por uma entidade independente dos operadores de produção, distribuição e comercialização de energia, tal como foi recentemente recomendado pela União Europeia.



ESTRUTURA SOCIETÁRIA DO GRUPO REN

Na figura seguinte apresenta-se a estrutura societária do Grupo REN em 31 de Dezembro de 2007.



A Rede Eléctrica Nacional, S.A., detinha, em 31 de Dezembro de 2006, 100% do capital da maior parte das empresas participadas, com excepção do OMIP, cuja participação no capital social era de 90%, e das duas sociedades participadas pela REN Gasodutos: a Gasoduto Braga-Tuy, S.A., e a Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga, S.A., detidas a 51% e a 88%, respectivamente.

Em 5 de Janeiro de 2007, dando cumprimento ao disposto no n.º 5 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, de 30 de Junho, a REN foi transformada em sociedade de participações sociais com a denominação

de REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., tendo transferido os activos relativos ao transporte de electricidade em muito alta tensão para uma nova sociedade, que adoptou a denominação social REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

A 13 de Junho de 2007 foram criadas duas novas empresas: a REN Serviços, S.A., destinada a concentrar as actividades de suporte do Grupo, e a REN Trading, S.A., com o objectivo de efectuar a gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) não sujeitos à cessaçao antecipada (Tejo Energia e Turbogás).

ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DA REN SGPS, S.A.

Em 31 de Dezembro de 2007



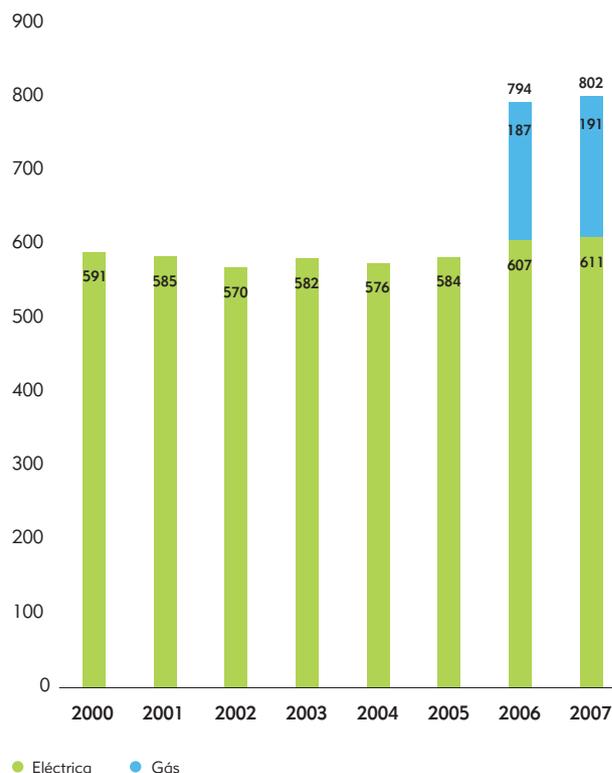
RECURSOS HUMANOS

O número de efectivos da REN não registou alteração significativa, encontrando-se numa dimensão considerada estabilizada. As pequenas alterações resultam essencialmente de um número reduzido de contratações pontualmente localizadas para dar resposta a acréscimos de actividade nas áreas de negócio da Electricidade e do Gás.

As alterações verificadas destinaram-se em igual número para a empresa de Transporte de Electricidade e para as empresas da área do Gás. Até ao final de 2007 foi desenvolvido o processo de reestruturação de serviços partilhados a concentrar na empresa REN Serviços, estimando-se, em termos de movimentação interna, que cerca de 25% do total dos efectivos sejam afectos a esta actividade, cujo processo se espera que fique concluído nos primeiros meses do ano 2008.

Evolução do número de efectivos

	Eléctrica	Gás	Total (31Dez)
2000	591	-	591
2001	585	-	585
2002	570	-	570
2003	582	-	582
2004	576	-	576
2005	584	-	584
2006	607	187	794
2007	611	191	802

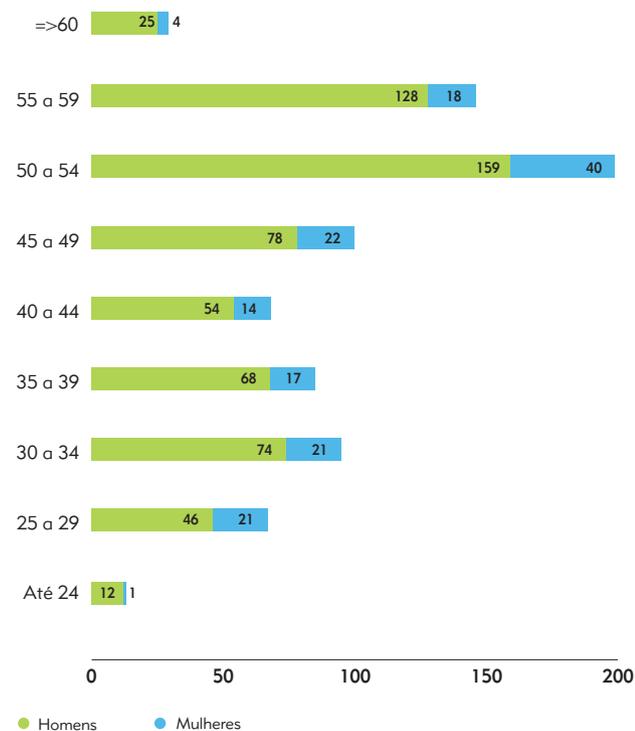


A distribuição por género não registou também alteração significativa. Quanto à distribuição etária e a referente à antiguidade, a alteração em relação a 2006 resulta, essencialmente, de os colaboradores contarem mais um ano de vida e de antiguidade na empresa.

Assim, a idade média verificada no final do ano anterior (44,5) passou no final do ano 2007 para 45,2 anos de idade.

Estrutura etária do Grupo REN

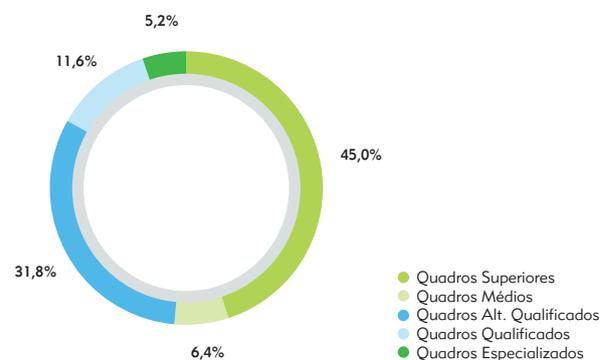
Escalão	Mulheres	Homens
Até 24	1	12
25 a 29	21	46
30 a 34	21	74
35 a 39	17	68
40 a 44	14	54
45 a 49	22	78
50 a 54	40	159
55 a 59	18	128
=>60	4	25



A estrutura da habilitação escolar/académica também não registou alterações significativas, dado o reduzido recrutamento externo.

Estrutura por classe profissional em 2007

Quadros Superiores	45,0%
Quadros Médios	6,4%
Quadros Alt. Qualificados	31,8%
Quadros Qualificados	11,6%
Quadros Especializados	5,2%



ÓRGÃOS SOCIAIS DO GRUPO

REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A.

MESA DA ASSEMBLEIA GERAL

Vago (*)
Presidente

(*) Por renúncia ao cargo em 27 de Junho de 2007.
A nomear em Assembleia Geral de 28 de Abril de 2008.

Paulo Miguel Garcês Ventura
Vice-Presidente

SECRETÁRIO DA SOCIEDADE

Efectivo
Óscar Emanuel de Magalhães Ribeiro

Suplente
Daniela Alexandra Pizarro Pinto de Sá

COMISSÃO DE VENCIMENTOS

Vago (*)
Presidente

(*) Por renúncia ao cargo em 27 de Junho de 2007

João Manuel de Castro Plácido Pires
Vogal

Vítor José Lilaia da Silva
Vogal

ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO E REVISOR OFICIAL DE CONTAS

COMISSÃO DE AUDITORIA
José Luís Alvim Marinho
Presidente

José Frederico Vieira Jordão
Vogal

Carlos Manuel Baptista Lobo (*)
Vogal

(*) Renunciou ao cargo em 31 de Janeiro de 2008.
A nomear em Assembleia Geral de 28 de Abril de 2008.

REVISOR OFICIAL DE CONTAS
J. Monteiro & Associados, SROC
Efectivo

Salvador Figueiredo Vás e Lima
Suplente

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

José Rodrigues Pereira dos Penedos
Presidente

Aníbal Durães dos Santos
Vogal

Vítor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Vogal

Rui Manuel Janes Cartaxo
Vogal

Fernando Henrique Viana Soares Carneiro
Vogal

Luís Maria Atienza Serna
Vogal

Gonçalo José Zambrano de Oliveira
Vogal

Manuel Carlos Mello Champalimaud
Vogal

José Luís Alvim Marinho
Vogal

José Frederico Vieira Jordão
Vogal

Carlos Manuel Baptista Lobo
Vogal

COMISSÃO EXECUTIVA

José Rodrigues Pereira dos Penedos
Presidente

Aníbal Durães dos Santos
Vogal

Vítor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
Vogal

Rui Manuel Janes Cartaxo
Vogal

Fernando Henrique Viana Soares Carneiro
Vogal

CONSULTOR DO CONSELHO

João Nuno Correia Especial

GABINETE DE RELAÇÕES COM O INVESTIDOR

Ana Rosa Fonseca Pereira Fernandes Matos
Consultor

ESTRUTURA ACCIONISTA

A estrutura accionista da REN SGPS, S.A., sofreu desde o início de 2007 um conjunto de alterações decorrentes do Decreto-Lei n.º 228/2006, de 22 de Novembro (“Decreto-Lei n.º 228/2006”), que veio estabelecer as regras gerais a que o processo de reprivatização de 19% do capital social da REN deveria obedecer.

Em 31 de Dezembro de 2006 o capital da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., era detido em cerca de 70% por entidades públicas ou de capitais públicos, nomeadamente via participações da Direcção-Geral do Tesouro (20%), Parpública (30%) e Caixa Geral de Depósitos (20%).

As restantes acções eram detidas pela EDP - Energias de Portugal, S.A., que tinha uma participação de 30%, mas que alienou, em 22 de Dezembro de 2006, no âmbito do processo de reprivatização da REN, um total de 15% do capital dividido em três blocos de acções, correspondendo cada bloco a 5% do capital social da REN. Os adquirentes foram as sociedades Gestmin, SGPS, S.A., Logoenergia, SGPS, S.A., e Oliren, SGPS, S.A.

Em 2 de Janeiro de 2007, a Parpública - Participações Públicas (SGPS), S.A., adquiriu a participação de 20% do Estado português no capital da REN (106 805 340 acções), passando assim a deter 50% do capital da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

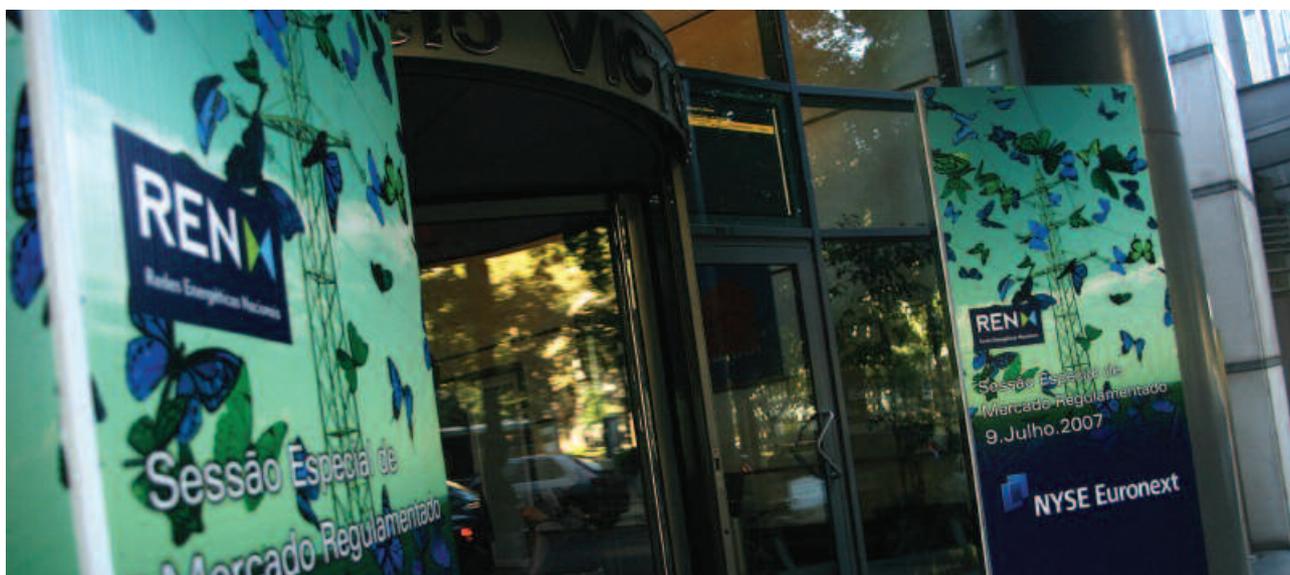
Em 5 de Janeiro de 2007, por escritura pública a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., foi transformada numa sociedade ges-

tora de participações sociais, tendo adoptado a nova denominação de REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

Para este efeito, foi necessário destacar previamente, nesta mesma data, os activos e passivos que constituíram a unidade económica afectada à concessão de serviço público de gestão e exploração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT), assim como os afectos a outros negócios, para a REN Serviços de Rede, S.A., por aumento de capital em espécie, tendo esta empresa adoptado a nova denominação de REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Em 6 de Março de 2007, a EDP celebrou um novo contrato de compra e venda de acções através do qual alienou uma participação de 5% do capital social da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (anteriormente denominada REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.) (“REN”) à Red Eléctrica de España, S.A., operadora da rede de transporte de electricidade em Espanha.

Em 9 de Junho de 2007 teve lugar a Oferta Pública de Venda (OPV), tendo sido enquadrada na 1.ª Fase de Reprivatização da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., e, neste contexto, a Parpública - Participações Públicas (SGPS), S.A., ofereceu 101 460 000 acções, escriturais e nominativas, com o valor nominal de um euro cada, da Categoria A, representativas de 19% do capital social da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., e a EDP - Energias de Portugal, S.A., ofereceu 26 700 000 acções da Categoria A, escriturais e nominativas, com o valor nominal de um euro cada,



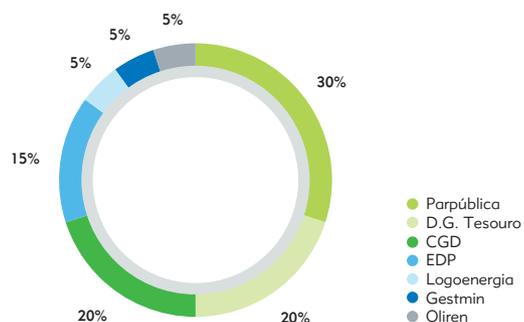
representativas de 5% do capital social da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

Após a Oferta Pública de Venda, a estrutura accionista passou a ser constituída pelas entidades de referência anteriormente identificadas, mais o capital disperso em bolsa, conforme ilustra o quadro anexo.

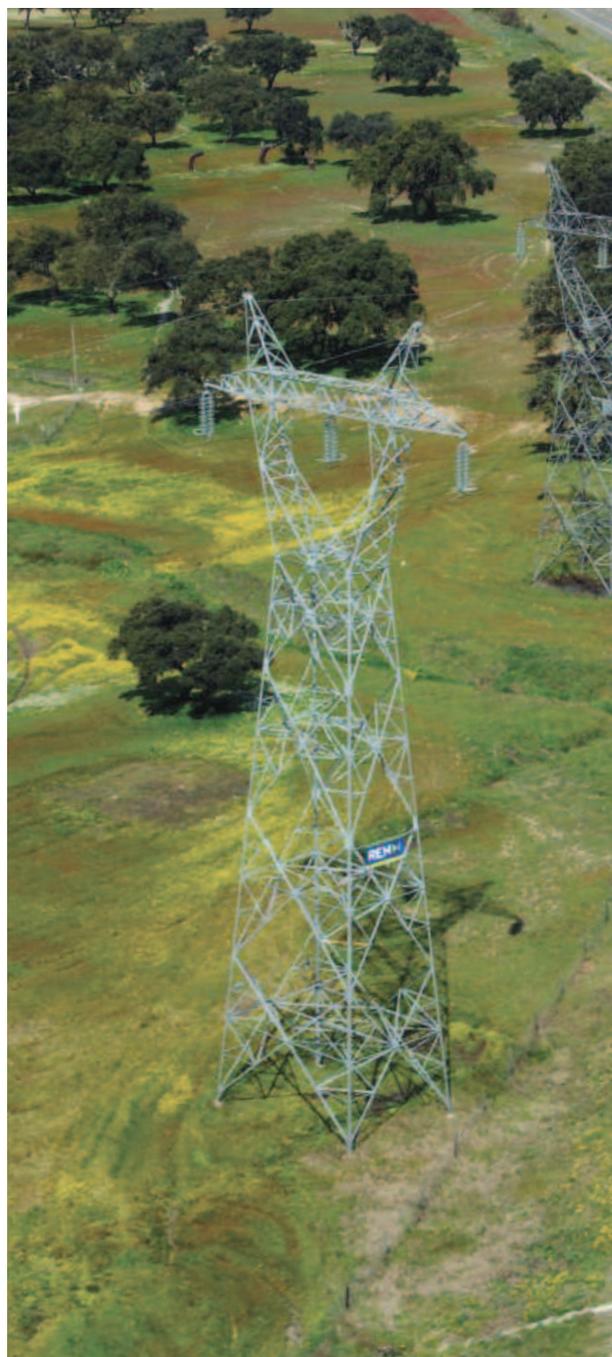
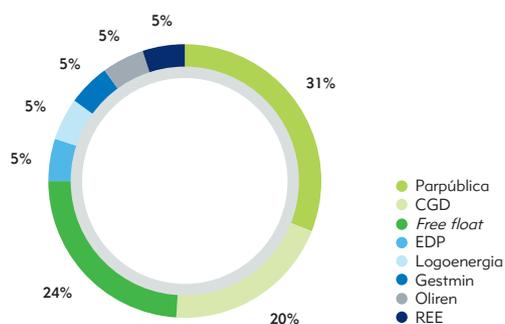
Estrutura Accionista

Em 31-12-06		Após OPV	
Parpública	30%	Parpública	31%
D.G. Tesouro	20%	CGD	20%
CGD	20%	EDP	5%
EDP	15%	Logoenergia	5%
Logoenergia	5%	Gestmin	5%
Gestmin	5%	Oliren	5%
Oliren	5%	REE	5%
<i>Free float</i>	0%	<i>Free float</i>	24%
Total	100%	Total	100%

Em 31 de Dezembro de 2006



Após OPV







Relatório Consolidado
de Gestão

RELATÓRIO CONSOLIDADO DE GESTÃO

ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO¹

PANORAMA INTERNACIONAL

Crescimento económico mundial

A economia mundial prosseguiu, em 2007, uma tendência de forte crescimento (5,1%), embora mais lento comparado com o ano 2006, sendo o abrandamento do crescimento económico nos Estados Unidos parcialmente compensado pela forte expansão das economias dos mercados emergentes, sobretudo asiáticas. O clima económico foi, no entanto, afectado pela significativa turbulência ocorrida nos mercados financeiros durante o Verão e pelo aumento constante dos preços do petróleo. A alteração abrupta da percepção do risco por parte dos investidores internacionais, desencadeada pela deterioração do mercado de crédito hipotecário de alto risco dos Estados Unidos, contribuiu para um enquadramento económico internacional menos favorável. A forte concorrência no mercado de crédito hipotecário e respectiva securitização, que se observou nos últimos anos nos EUA, em paralelo com o aumento das taxas de juro e o abrandamento dos preços das habitações, contribuíram para o aumento das taxas de incumprimento, o que originou perda de confiança dos investidores nos mercados de crédito hipotecário residencial nos EUA. Por conseguinte, os bancos centrais acordaram injectar liquidez nos mercados monetários e interbancários para reduzir as tensões existentes.

O crescimento do comércio mundial (excluindo UE) diminuiu de 8% em 2006 para 7,8% em 2007. O declínio do crescimento das importações foi particularmente forte nos Estados Unidos, afectando o comércio em outras regiões dependentes das importações desta economia.

No mercado cambial mantiveram-se as tendências observadas em 2006, com o euro a exibir apreciação face ao dólar americano. Em média, no ano 2007, a taxa de câmbio do euro face ao dólar situou-se em 1,3705 dólares. Em termos acumulados do ano, o euro apreciou-se cerca de 12% face ao dólar e 5% face ao iene.

Evolução das principais economias mundiais

A actividade económica da Zona Euro deverá ter desacelerado, com o PIB a crescer 2,6% em 2007, contra 2,8% em 2006. À semelhança do observado em 2006, o crescimento económico foi suportado pela procura interna, destacando-se o consumo privado como principal impulsionador. As perturbações financeiras deram origem a condições de financiamento mais restritivas e a uma maior incerteza. No entanto, o investimento deverá ter permanecido dinâmico, embora em ligeira moderação face a 2006, con-

tinuando a beneficiar dos elevados níveis de confiança na indústria e serviços, da acumulação de lucros empresariais fortes, da reestruturação dos balanços e dos ganhos na eficiência das empresas. O consumo privado é apoiado pela melhoria das condições do mercado de trabalho, num contexto de diminuição das taxas de desemprego para níveis não observados desde 1993 (7,3% da população activa).

A inflação da zona euro foi afectada pelo aumento do IVA na Alemanha, tendo-se mantido, no entanto, em níveis inferiores a 2% nos primeiros três trimestres do ano, reflectindo, em grande medida, a forte aceleração do preço dos bens energéticos no primeiro semestre de 2006. Na parte final do ano, a variação homóloga dos preços no consumidor aumentou devido ao efeito de base desfavorável da desaceleração do preço dos bens energéticos, verificada no segundo semestre de 2006, combinado com o recente aumento dos preços do petróleo e de outros *commodities*. Os efeitos adversos do aumento do preço do petróleo foram, no entanto, mitigados pela apreciação do euro face ao dólar. Em média, o IHPC deverá ter-se fixado em 2% em 2007, ligeiramente abaixo (menos 0,2 p.p.) do registado em 2006.

As condições externas continuaram a apoiar as exportações da área do euro, as quais deverão ter desacelerado cerca de 2 p.p. face ao registado em 2006, reflectindo o abrandamento do comércio mundial. O impacto da apreciação do euro contra o dólar terá sido, no entanto, limitado, já que se observou uma alteração geográfica das exportações da zona do euro em favor da Ásia e de países exportadores de petróleo, o que compensou largamente o abrandamento económico dos EUA.

Na sequência dos esforços de consolidação orçamental, o défice público em relação ao PIB da Zona Euro diminuiu no decorrer do ano, passando de 1,5% em 2006 para 0,8% em 2007. A dívida pública encontra-se numa trajetória descendente, situando-se em 66,5% do PIB em 2007, menos 2,1 p.p. do que em 2006.

A actividade económica nos Estados Unidos abrandou o seu ritmo de crescimento face ao observado no ano anterior, estimando-se que o PIB cresça 2,1% em 2007, contra 2,9% em 2006. Foi condicionada, acima de tudo, pela queda do investimento residencial, num contexto de crise no mercado do crédito hipotecário de alto risco e de dificuldades no mercado monetário. Apesar da aceleração dos salários em linha com a manutenção da taxa de desemprego num nível relativamente reduzido (4,6% da população activa em 2006 e 2007), o crescimento do consumo privado ficou aquém do de 2006. O abrandamento da procura interna conduziu a uma redução significativa do

¹ As previsões da Comissão Europeia: *Economic Forecasts - Autumn 2007* (CE) e do Banco de Portugal (BP): Boletim económico de Inverno de 2007 constituem a fonte de informação primária.



crescimento das importações (5,9% em 2006 e 2,5% em 2007). As exportações, por seu lado, deverão ter mantido um crescimento elevado, ainda que inferior ao verificado em 2006, beneficiando da depreciação do dólar e do forte crescimento económico dos principais parceiros comerciais. Contrariamente ao verificado em 2006, as exportações líquidas deverão ter contribuído positivamente para o crescimento do PIB em 2007. Como consequência da melhoria da performance comercial, o défice da Balança de Transações Correntes diminuiu de 6,1% do PIB em 2006, para 5,4% em 2007.

A inflação, medida pelo Índice de Preços no Consumidor, deverá ter desacelerado face ao ano anterior, situando-se em 2,7%.

No final do ano, o nível de desemprego aumentou significativamente, adensando os receios de uma crise no mercado hipotecário que se estão a propagar à economia real.

Taxas de juro

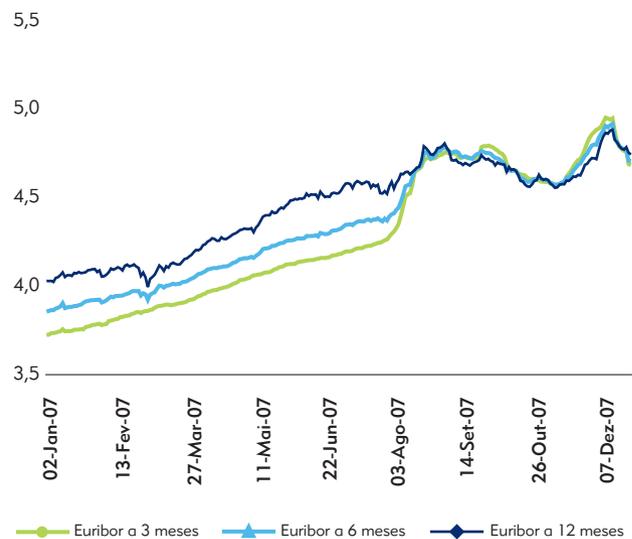
Na segunda metade do ano, a turbulência nos mercados financeiros e a escassez de liquidez nos mercados monetários condicionaram a política monetária nas principais economias avançadas. Durante os meses de Agosto e Setembro de 2007, vários bancos centrais, incluindo o Banco Central Europeu (BCE) e a Reserva Federal dos EUA, realizaram um conjunto de operações de injeção de liquidez com o objectivo de assegurar o funcionamento regular dos respectivos mercados monetários.

Adicionalmente, a Reserva Federal norte-americana reduziu a taxa de referência dos *Federal Funds*, de 5,25%, que se verificava desde finais de Junho de 2006, para 4,75% em Setembro de 2007. No final de Outubro, a Reserva Federal voltou a reduzir a taxa dos *Federal Funds* em 25 p.b., para 4,5%. Por sua vez, o Banco Central Europeu decidiu manter inalterada, em 4%, a sua taxa de juro oficial, após sucessivas subidas registadas ao longo dos anos 2006 e 2007, a última das quais realizada em Junho de 2007.

O aumento dos riscos nas operações de crédito e as preocupações associadas às necessidades de liquidez futuras deram origem ao aumento significativo dos diferenciais de rentabilidade entre dívida pública e dívida privada nos Estados Unidos e na Zona Euro. Desde o início do ano, as taxas de rentabilidade da dívida pública a dez anos, na Zona Euro, aumentaram 38 p.b., fixando-se em 4,44% no último dia do ano. Ainda associada à crise do crédito, decorrente do colapso do mercado hipotecário de alto risco nos Estados Unidos, as taxas de juro de curto prazo nos mercados monetários aumentaram, em particular durante o Verão, tendo a Euribor a três meses ultrapassado os

4,95%, a Euribor a seis meses os 4,92% e a Euribor a 12 meses os 4,89%, em meados de Dezembro. No conjunto do ano 2007, as taxas de juro do mercado monetário subiram cerca de 100 p.b. no prazo de três meses e 85 p.b. no de seis meses, enquanto que no prazo de 12 meses aumentaram quase 70 p.b.

Evolução da Euribor



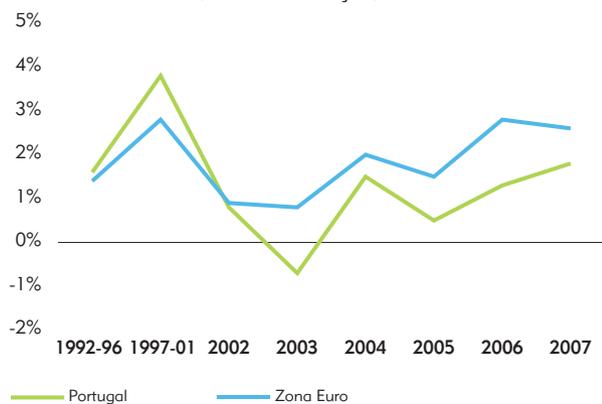
Fonte: Banco de Portugal

A ECONOMIA PORTUGUESA

A economia portuguesa registou um crescimento de 1,9% em 2007, acelerando 0,7 p.p. face ao observado no ano anterior. A aceleração da actividade económica deverá ter resultado, fundamentalmente, da recuperação do investimento, com destaque para o investimento empresarial, num contexto de melhoria do clima de confiança industrial e dinamismo das exportações.

O consumo privado, por sua vez, deverá ter mantido um crescimento moderado, limitado pelo aumento gradual das taxas de juro num contexto de elevado endividamento das famílias e aumento da taxa de desemprego. Para 2007, estima-se um crescimento das despesas de consumo das famílias de 1,2%, mais 0,1 p.p. que em 2006. O consumo público deverá ter registado, pelo segundo ano consecutivo, uma variação real negativa, reflectindo o processo de consolidação orçamental em curso.

Crescimento do PIB (taxas de variação)



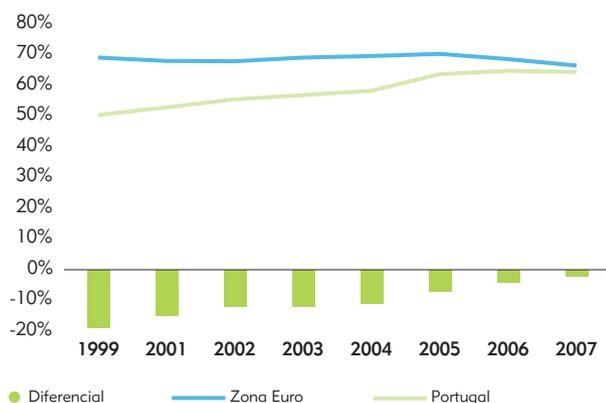
Fonte: Comissão Europeia

Por seu turno, o contributo da procura externa para o crescimento do PIB deverá ter sido ligeiramente inferior, traduzindo a desaceleração das exportações (8,9% em 2006 e 6,7% em 2007).

Ao longo de 2007, a taxa de inflação, medida pelo IHPC, apresentou uma tendência decrescente, devendo fixar-se no final do ano em 2,4% (3% em 2006). O abrandamento dos preços resultou da evolução do preço de alguns bens importados, apoiada pelo fortalecimento do euro.

A situação do mercado de trabalho manteve-se algo preocupante, denotando algum desfazamento relativamente à recuperação económica. A taxa de desemprego ficou acima da observada em 2006 (8% da população activa em 2007, contra 7,7% em 2006).

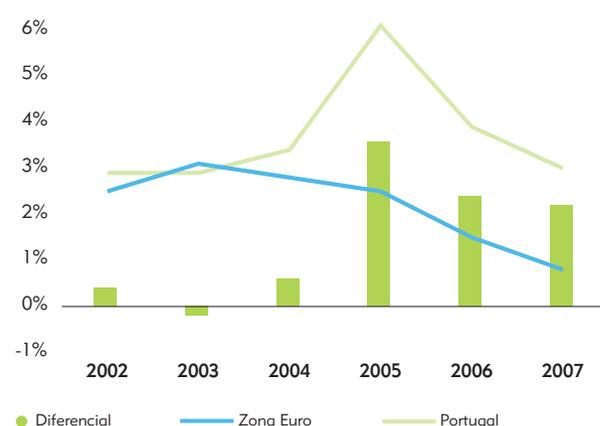
Dívida pública (% do PIB)



Fonte: Comissão Europeia

No ano 2007, o esforço de consolidação orçamental e a implementação de medidas estruturais permitiram que o défice público não excedesse os 3% do PIB, diminuindo 0,9 p.p. face a 2006. O *gap* em relação à Zona Euro tem vindo a reduzir-se no último triénio, registando-se um diferencial de défice de 2,2% em 2007, contra 3,6% em 2005. A dívida pública, em relação ao PIB, também deverá ter evidenciado melhoria, ascendendo a 64,4%, o que se compara com 64,8% em 2006. De registar que este rácio é inferior ao da Zona Euro.

Défice orçamental (% do PIB)



Fonte: Comissão Europeia





ENQUADRAMENTO SECTORIAL²

Preços dos combustíveis

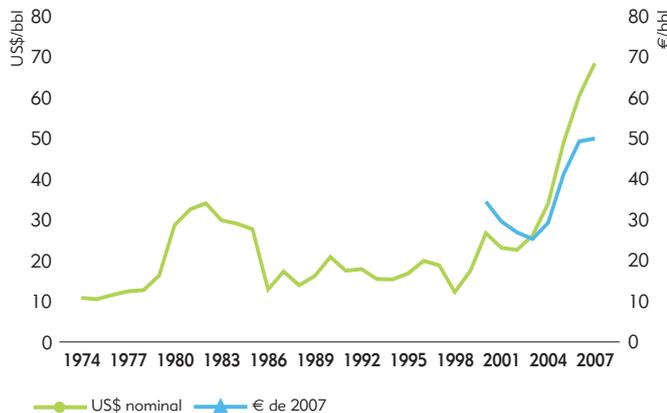
O preço do petróleo Brent alcançou novos recordes durante o ano, atingindo 96 USD/barril já próximo do final do ano. Entre o final de 2006 e o final de 2007, o preço do barril de Brent aumentou cerca de 56% na moeda americana. Em média, o preço do Brent deverá ter atingido 72,5 USD/barril, em 2007. Na origem deste aumento estão factores oriundos do lado da oferta e da procura. Do lado da oferta, destacam-se as tensões geopolíticas, especialmente o programa nuclear do Irão e as intervenções militares no norte do Iraque. Do lado da procura, há a expectativa de forte crescimento da procura nas grandes economias emergentes, combinada com limitações existentes na capacidade de produção petrolífera.

Evolução das cotações do Brent



Fonte: DGEG

Custo FOB do Arabian Light (média anual)



Fonte: REN

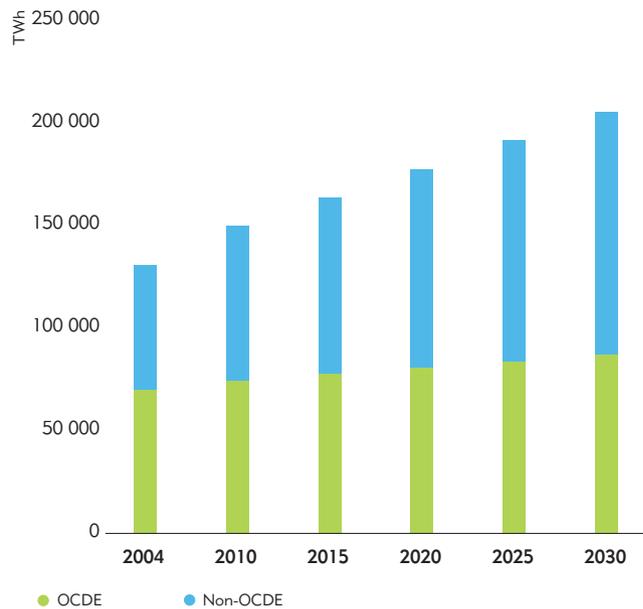
Consumo de energia

Contexto internacional

Em 2007, o consumo de energia primária no mundo deverá ter atingido cerca de 141 mil TWh, crescendo 2,2% face ao ano anterior. O petróleo foi responsável por 36,5% do consumo total, seguido do carvão, com 26,3%.

Segundo a Agência Internacional de Energia, o consumo mundial de energia primária irá crescer cerca de 55% entre 2005 e 2030, a uma taxa de 1,8% ao ano. A China e a Índia serão os principais responsáveis por este aumento, por força do rápido crescimento das suas economias, admitindo-se que possam consumir quase metade do aumento previsto da procura.

Evolução do consumo mundial de energia transaccionada



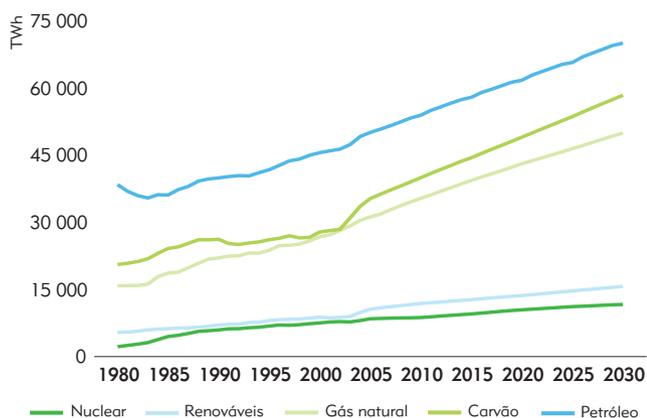
Fonte: EIA

O petróleo mantém-se como a fonte predominante de energia primária, dada a sua importância nos sectores de transporte e indústria. As previsões indicam que a produção de petróleo poderá chegar aos 116 milhões de barris por dia em 2030, ou seja, mais 37% ou 32 milhões de barris por dia do que em 2006.

Também a procura do carvão vai continuar a crescer, cerca de 73% neste período, com destaque para a utilização a ser feita por parte da China e da Índia, os dois gigantes emergentes da economia mundial e do mercado energético.

² O enquadramento sectorial tem como principais fontes de informação o *World Energy Outlook 2007* da Agência Internacional de Energia (AIE) e o *International Energy Outlook 2007* do Departamento de Energia dos Estados Unidos (EIA).

Utilização da energia mundial transaccionada por tipo de fuel



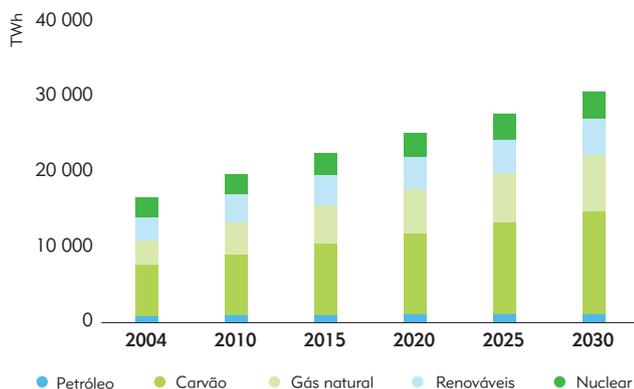
Fonte: EIA

O consumo de energia eléctrica no mundo deverá ter ascendido a 18 mil TWh em 2007, crescendo 3% face ao ano transacto.

Admite-se que, no futuro, a procura mundial de electricidade poderá duplicar, e a sua contribuição no consumo final de energia deverá passar de 17% em 2005 para 22% em 2030. O carvão e o gás natural continuam a constituir as principais energias primárias para a produção de electricidade, representando em conjunto cerca de 80% do total do aumento de electricidade produzida.

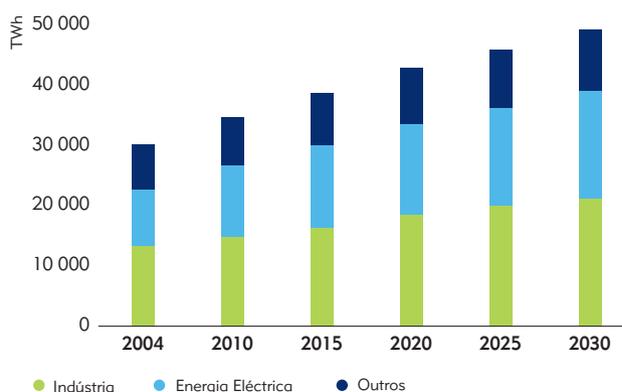
O contributo do gás natural na estrutura do consumo deverá permanecer estável, pouco acima dos 20%.

Evolução da produção mundial de electricidade por fontes de energia primária



Fonte: EIA

Evolução do consumo mundial de gás natural

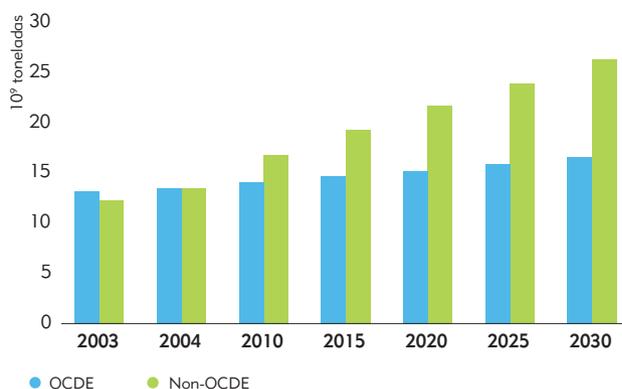


Fonte: EIA

Como consequência do crescimento da utilização dos combustíveis fósseis, as emissões de dióxido de carbono deverão aumentar 57%. Os Estados Unidos, China, Rússia e Índia serão responsáveis por dois terços deste aumento. As emissões de CO₂ nos países fora da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) deverão crescer a uma taxa média anual de 2,6%, três vezes mais do que o projectado para os países da OCDE (0,8% ao ano).

A contribuição relativa dos diferentes combustíveis fósseis tem, no entanto, vindo a alterar-se ao longo do tempo, perspectivando-se um aumento significativo das emissões provocadas pela combustão do carvão, e um crescimento mais ligeiro do gás, enquanto as emissões do petróleo deverão diminuir um pouco.

Emissão mundial de dióxido de carbono



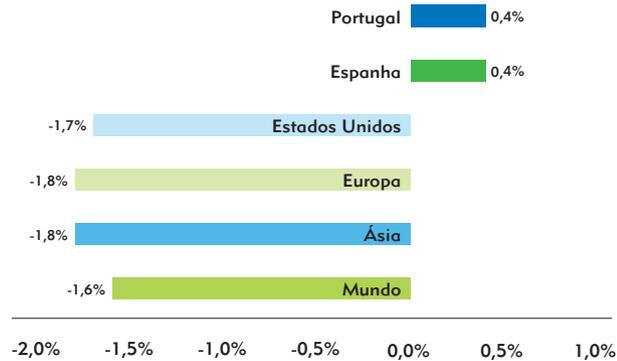
Fonte: EIA



Ao abrigo do Protocolo de Quioto (1997), 38 países industrializados, incluindo Portugal, comprometeram-se a diminuir as suas emissões de gases, responsáveis pelo efeito de estufa, em 5% ao ano, abaixo dos valores de 1990, no período entre 2008 e 2012.

Segundo a EIA, a intensidade de emissão de dióxido de carbono (em unidades de massa) por unidade monetária de PIB deverá diminuir no futuro.

Taxa de evolução anual da intensidade de emissão de dióxido de carbono

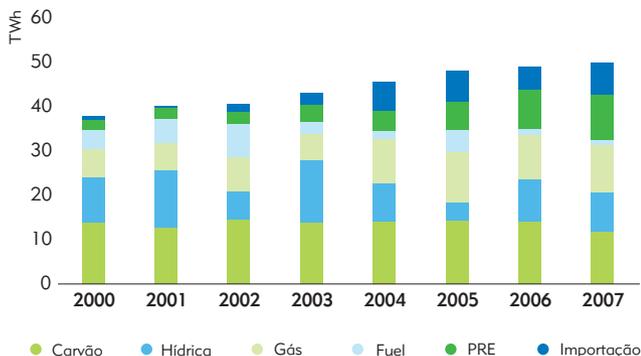


Fonte: EIA

Contexto nacional

Ao nível nacional, na última década a procura de electricidade cresceu significativamente, com uma taxa média anual de 4,6%. Em 2007, o consumo de energia eléctrica abastecido pela rede pública portuguesa atingiu os 50 TWh, aumentando 1,8% face ao ano anterior.

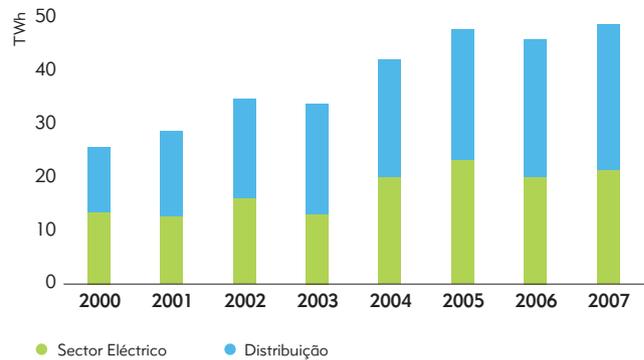
Consumo de electricidade em Portugal por fonte energética



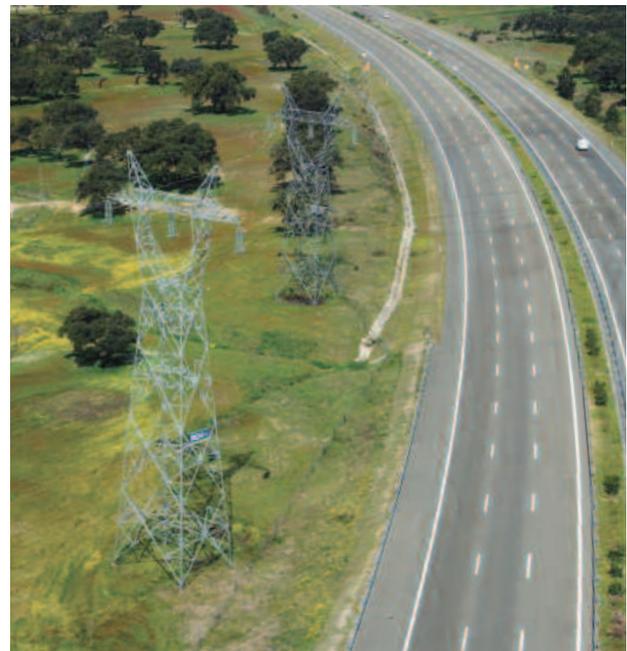
Fonte: REN

O consumo de gás natural, por sua vez, registou um crescimento médio anual de 9,6% no período de 2000 a 2007; no último ano, aumentou 6,5%, de 45,9 TWh em 2006 para 48,9 TWh em 2007. Prevê-se que o consumo de gás natural continue a aumentar nos próximos anos devido, em larga medida, ao crescimento do parque de centrais de ciclo combinado para produção de electricidade.

Evolução do consumo de gás natural em Portugal



Fonte: REN



O MERCADO E A INDÚSTRIA

A ELECTRICIDADE E O GÁS NO CONTEXTO ENERGÉTICO GLOBAL

O consumo mundial de energia continua em grande crescimento. As últimas projecções da Agência Internacional de Energia (AIE)³ confirmaram que as necessidades energéticas deverão aumentar significativamente até 2030 se os governos não alterarem as suas políticas para o sector. De acordo com a AIE, o consumo mundial de energia primária, a manter-se o actual ritmo de evolução, irá crescer cerca de 55% entre 2005 e 2030. Os países em desenvolvimento serão responsáveis por 74% do crescimento no consumo global de energia primária, em especial os dois gigantes emergentes da economia mundial, a China e a Índia. Os combustíveis fósseis permanecem a fonte predominante de energia primária. O consumo previsto de carvão irá crescer cerca de 73% neste período, impulsionado pela China e pela Índia, que respondem ambos por 80% desse crescimento.

O peso previsto da electricidade no consumo final de energia irá aumentar de 17% em 2005 para 22% em 2030. A procura de electricidade mundial irá duplicar entre 2004 e 2030. Prevê-se que o crescimento mais acentuado ocorra nos países fora da OCDE, com uma taxa de crescimento anual quase três vezes superior à prevista para os países da OCDE. Por sectores de consumo, o crescimento mais rápido da procura mundial de electricidade ocorrerá nos Serviços, reflectindo o elevado crescimento económico esperado para este sector, em particular nos países fora da OCDE. O *mix* de energia primária para produção de electricidade sofreu alterações significativas nas duas últimas décadas. Actualmente, os elevados preços dos combustíveis fósseis e as preocupações ambientais aumentaram o interesse nas energias renováveis como alternativa ao carvão e ao gás natural.

O peso previsto do gás natural no consumo mundial de energia primária mantém-se praticamente constante, evoluindo de 21% em 2005 para 22% em 2030. O crescimento previsto do consumo de gás natural será mais acentuado nos países fora da OCDE. Por outro lado, estes países, em particular a Rússia e os países do Médio Oriente, serão responsáveis por mais de 90% do crescimento da produção mundial de gás natural no período 2004-2030, já que possuem dois terços das reservas mundiais de gás natural. O desajustamento geográfico entre a localização das reservas exploradas e os centros de consumo significa que as principais regiões consumidoras de gás se tornarão cada vez mais dependentes da importação. Em termos de volume, o maior aumento nas importações deverá ocorrer na

Europa. Contudo, no seu conjunto, todas as regiões da OCDE aumentarão a sua dependência de importações inter-regionais. Em particular, a dependência da importação de GNL deverá passar de 11% para um valor entre 17% e 22%.

A Europa depende em mais de 40% do seu abastecimento de gás natural de importações de diversas fontes, principalmente da Rússia (cerca de 23%) e da Argélia. Este representa cerca de um quarto do abastecimento de energia primária da Europa.

POLÍTICA ENERGÉTICA

Os mercados energéticos e o contexto geopolítico mudaram significativamente nas últimas décadas. O desafio das alterações climáticas, a crescente dependência energética relativamente ao exterior e o aumento dos preços da energia são os factores determinantes da política energética da União Europeia (UE), tendo por objectivo dispor de energia sustentável, segura e competitiva.

Em 2007, no âmbito da política energética europeia e visando uma abordagem global, foi assumido o desenvolvimento de três iniciativas: novo impulso ao desenvolvimento do mercado interno de electricidade e de gás natural; novos objectivos europeus globais na redução das emissões de CO₂, no incremento das renováveis e da eficiência energética ("Metas 20-20-20"); e implementação do Plano Estratégico Europeu para as Tecnologias Energéticas (SET-PLAN).

Em Setembro de 2007, a Comissão Europeia (CE) adoptou um 3.º pacote legislativo sobre a liberalização do mercado interno de energia europeu, transversal aos sectores do gás e electricidade. Estas propostas baseiam-se numa abordagem que privilegia a possibilidade dos consumidores escolherem os seus fornecedores, preços mais transparentes, energia menos poluente e garantia de abastecimento. Neste pacote, a Comissão propõe um conjunto de medidas que vem complementar as já existentes, sendo aqui salientadas as que se referem às actividades desenvolvidas pelos operadores de sistema:

- separação efectiva entre as actividades de produção e fornecimento, por um lado, e a operação das redes de transporte, por outro;
- criação de um mecanismo que permita aos operadores de redes de transporte melhorar a coordenação da exploração e segurança da rede, o comércio transfronteiriço e a exploração da rede;
- melhoria do funcionamento do mercado, através da adaptação do quadro legislativo para facilitar o acesso de terceiros a infra-estruturas de base, do aumento da transparência nas operações do mercado e do acesso aos clientes a retalho;

³ Cenário de referência do *World Energy Outlook, 2007*, AIE.



- cooperação dos Estados-membros com vista a reforçar a segurança de abastecimento, incumbindo os operadores das redes de transporte da sua monitorização.

Está em preparação na CE um conjunto de propostas no âmbito da revisão das Directivas relativas às energias renováveis, ao comércio de licenças de emissão e à eficiência energética com vista a definir as medidas necessárias para alcançar as “Metas 20-20-20”.

Por outro lado, o SET-PLAN, publicado em Novembro, estabelece um conjunto de orientações que visam uma nova política europeia, orientada para a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias de baixo teor de carbono. O progresso obtido será transmitido através do Observatório do Mercado de Energia.

Comércio de emissões

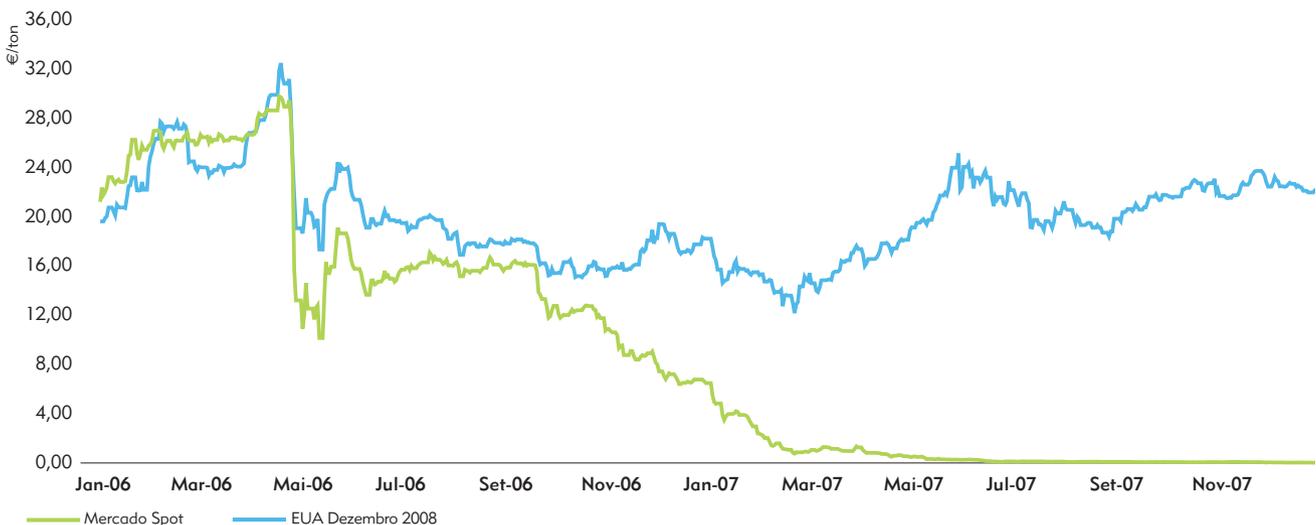
A evolução dos preços das licenças de emissão (*European Union Allowances* - EUA) durante 2007 foi influenciada pelo “efeito de barreira” no final do ano, resultante da impossibilidade de transferir para o 2.º período do CELE (2008-2012) as licenças atribuídas no 1.º período (2005-2007), e ainda pelos cortes impostos pela UE nos Planos Nacionais de Alocação de Licenças de Emissão (PNALE) que tinham sido propostos pelos Estados-membros para o 2.º período.

Infra-estruturas de rede

As infra-estruturas das redes de transporte de electricidade e de gás são um factor crucial na prossecução dos objectivos de sustentabilidade, designadamente nos três pilares da política energética europeia e também nacional: protecção do ambiente (promovendo a integração de energia “mais limpa”); competitividade (tornando o mercado interno de energia mais eficiente); e segurança de abastecimento (aumentando a robustez dos sistemas de transporte e permitindo o auxílio efectivo entre operadores de sistema).

As necessidades de investimento no sector do gás natural são cada vez mais relevantes em função dos constrangimentos existentes na produção de gás e na liquefacção de gás natural. O clima de incerteza quanto à regulação do sector é, em alguns países, um dos factores que tem atrasado o investimento no segmento *downstream*, nomeadamente ao nível europeu no que respeita a novos gasodutos nacionais e transnacionais, bem como no desenvolvimento de novos armazenamentos. Em resultado dos avultados investimentos em curso em instalações de liquefacção de gás, navios de transporte e terminais de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL, a fracção da procura de gás natural correspondente ao GNL passará de 6% em 2004 para um valor situado entre 14% e 16% em 2015, o que representa uma expansão muito rápida deste segmento.

Preço de fecho das licenças do CELE - Mercado *Spot* e Contratação Bilateral (OTC) de futuros



Fonte: Bloomberg

Ainda no sector do gás natural observa-se uma crescente preocupação relativamente à segurança do abastecimento nos países da União Europeia, pelo que os governos estão a concentrar esforços no sentido de elaborar políticas de emergência para o gás, enquadradas no contexto internacional. No curto prazo, o enfoque deverá ser dado à armazenagem de segurança que, contudo, tem uma importância reduzida para fazer face a situações de crise acentuadas.

Apesar da identificação pela CE de um conjunto de projectos de interesse comum para as redes de transporte de electricidade e de gás, incluindo interligações internacionais e outras infra-estruturas com impacto na capacidade de transporte transfronteiriço, a sua concretização continua a apresentar atrasos que se devem, essencialmente, à complexidade dos processos de licenciamento.

A Comissão Europeia e o ERGEG - European Regulators' Group for Electricity and Gas emitiram relatórios no início de 2007 sobre a situação do mercado europeu do gás que evidenciaram a necessidade de se empreenderem medidas destinadas a eliminar obstáculos à livre concorrência no sector.

Em 2007, a vasta maioria dos consumidores domésticos europeus não pôde escolher um fornecedor de gás, além do tradicional. O grau de abertura do mercado ainda é reduzido, permanecendo distante o objectivo de criação do mercado interno da energia. Ao nível grossista permanece o âmbito nacional e, em geral, o grau de concentração que se verificava no período anterior ao da liberalização. O reduzido nível actual de separação de actividades de comercialização de gás e de gestão de infra-estruturas apresenta repercussões negativas sobre o funcionamento dos mercados e sobre o investimento em ligações transfronteiriças. Há escassez de informação atempada e de transparência sobre o funcionamento dos mercados, sendo necessários mecanismos de formação de preços mais eficientes e transparentes.

MERCADOS REGIONAIS – MIBEL E MIBGAS

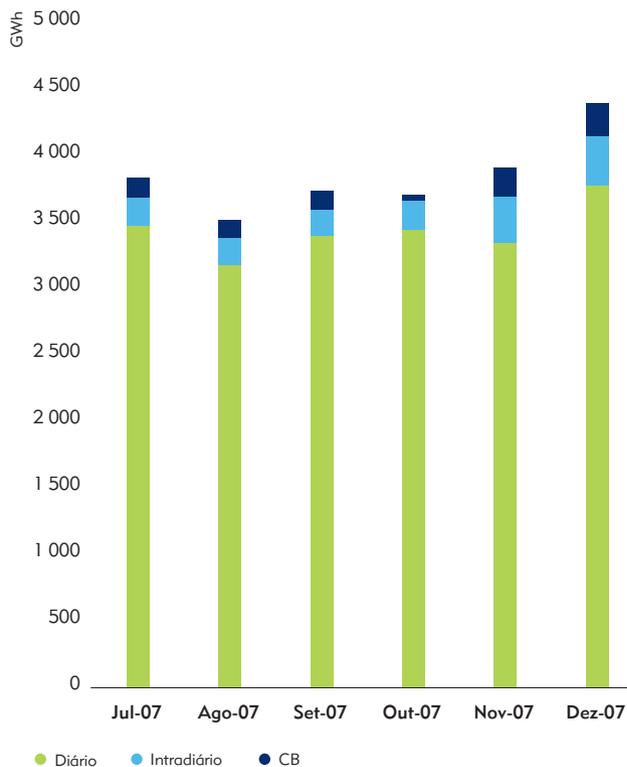
MIBEL

No sentido de aprofundar o MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade e preparar a criação e desenvolvimento do MIBGÁS - Mercado Ibérico do Gás, foi assinado em 8 de Março de 2007, pelo Ministro da Indústria, Turismo e Comércio de Espanha e o Ministro da Economia e da Inovação de Portugal, o "Plano de Compatibilização Regulatória entre Espanha e Portugal no Sector Energético".

No dia 1 de Julho de 2007, após terem cessado os contratos de aquisição de energia entre a REN e a EDP Produção, teve início o funcionamento, a nível ibérico, do mercado diário operado pelo pólo espanhol do mercado ibérico.

Os agentes de mercado passaram a ter a possibilidade de adquirir/fornecer energia eléctrica através dos mercados geridos pelo OMI, para além da modalidade de contratação bilateral já contemplada no anterior enquadramento.

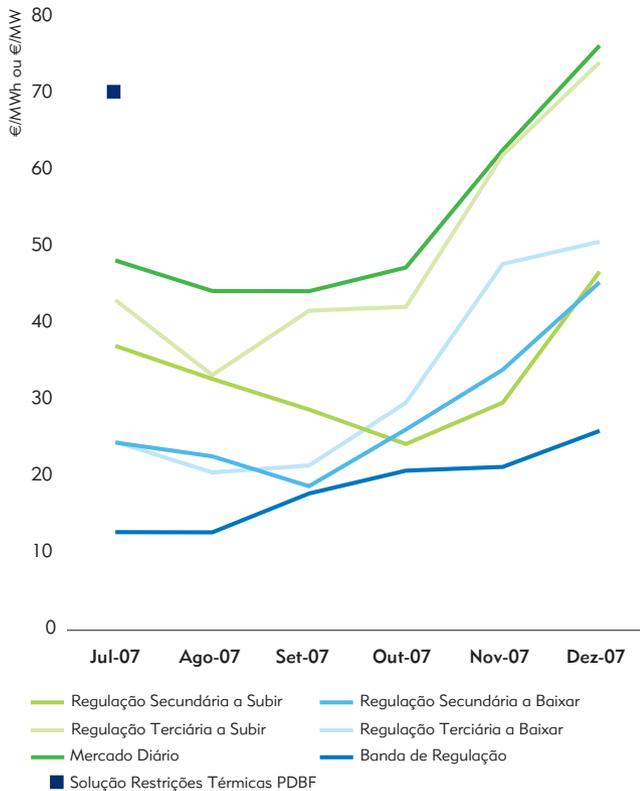
Energia transaccionada no mercado



Fonte: Bloomberg

Ao manterem-se os contratos de aquisição de energia com a Tejo Energia e com a Turbogás, foi constituída a REN Trading, empresa com a responsabilidade de gerir esses contratos e colocar a sua produção em mercado.

Para além da contratação de compra e venda de energia, a 1 de Julho de 2007 foi totalmente alterada a metodologia de contratação de serviços de sistema, até então enquadrados e fornecidos pelos produtores com CAE. Desta forma, nestes primeiros meses de actividade do Mercado de Serviços de Sistema tem-se verificado uma subida dos preços médios ponderados de todas as componentes, em linha também com a subida dos preços do mercado diário.



O preço médio do mercado diário ibérico no 2.º semestre de 2007 foi de cerca de 54,4 €/MWh. Durante este período, os preços no mercado diário evoluíram de um valor médio de 48,25 €/MWh em Julho para 76,28 €/MWh em Dezembro.

MIBGAS

Relativamente ao sector do gás natural, foram constituídos vários grupos de trabalho com o objectivo de preparar a criação e desenvolvimento do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS) e de, tendo em conta a importância da capacidade de recepção de gás natural liquefeito (GNL) da Península Ibérica nos contextos europeu e mundial, perspectivar a sua afirmação como mercado de referência a nível internacional.

Os reguladores do sector de ambos os países, CNE e ERSE, elaboraram um documento que foi disponibilizado em 12 de Novembro de 2007 para consulta pública, visando obter as opiniões dos agentes de mercado e demais sujeitos intervenientes nos sistemas de gás natural espanhol

e português relativamente ao modelo do mercado ibérico de gás natural a implementar.

Por seu turno, a REN e a Enagás foram incumbidas de preparar um plano de investimento e reforço das interligações e da capacidade de armazenamento de gás natural. Em conjunto, elaboraram documentos que, a partir da situação actual, traçam várias propostas para o desenvolvimento futuro do MIBGAS.

Ainda no âmbito dos mercados regionais, Portugal está integrado na região sul da *Gas Regional Initiative*, juntamente com Espanha e França. O objectivo global desta iniciativa do ERGEG consiste em dar um impulso, a nível prático, ao desenvolvimento de mercados regionais, em colaboração com a indústria, os Estados-membros, a Comissão Europeia e restantes partes interessadas.

O funcionamento institucional de cada uma das regiões instituídas de acordo com a proposta do ERGEG é assegurado por um Comité de Coordenação Regional, liderado por uma das entidades reguladoras envolvidas, por um grupo de implementação e um outro de *stakeholders*⁴. O trabalho desenvolvido visa a identificação e resolução dos problemas inter-regionais que geram barreiras à concorrência e à abertura e alargamento do mercado em geral, em condições transparentes e não discriminatórias. Durante o ano 2007, a REN passou a integrar activamente os trabalhos em curso na região sul, tendo participado nos grupos de trabalho sobre capacidade das interligações e problemas de interoperabilidade entre sistemas. A actividade destes grupos de trabalho prolongar-se-á ao longo de 2008.

PROCURA E PRODUÇÃO

Electricidade

Na última década, a procura de electricidade em Portugal aumentou significativamente, com uma taxa de crescimento média anual de 4,6%. Em contrapartida, o PIB em volume apresentou uma evolução média mais modesta, de 1,9% ao ano. Como consequência verificou-se um aumento significativo da intensidade eléctrica em Portugal, tendência que se agravou nos últimos cinco anos, com um crescimento médio anual de 3,4%. No que se refere ao consumo *per capita* observa-se uma tendência de evolução relativamente estável, com uma taxa de crescimento médio anual de 3,8% nos últimos cinco anos, ligeiramente inferior à de 3,9% verificada na última década.

Em 2007, o consumo de energia eléctrica abastecido pela rede pública atingiu os 50 TWh, mais 1,8% face ao ano anterior. Trata-se do crescimento mais reduzido desde 2002. Corrigindo o efeito de temperatura e número de dias úteis, o aumento do consumo situa-se em 2,4%.

⁴ Stakeholder - Parte interessada ou interveniente, refere-se a todos os envolvidos em um processo, por exemplo, clientes, colaboradores, investidores, fornecedores, comunidade, etc.

Evolução do consumo

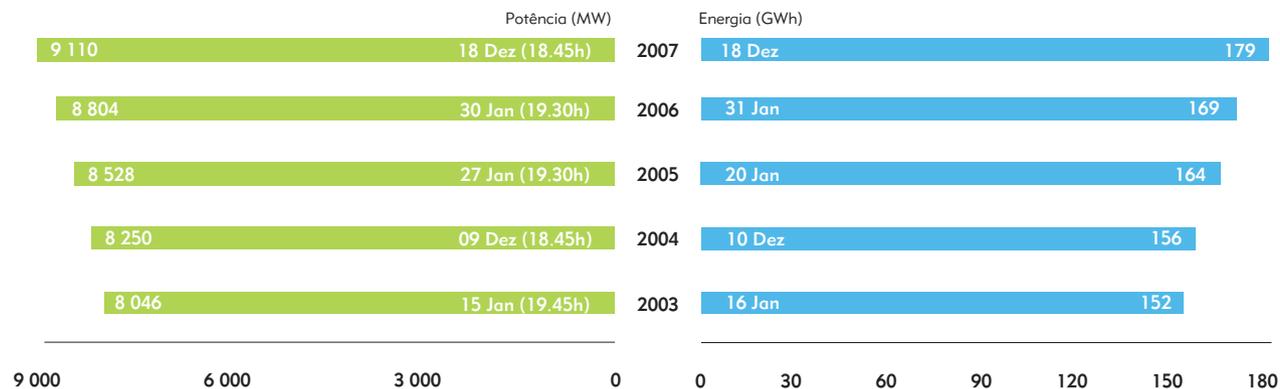
	Consumo	Real	Evolução corrigida (*)
	[GWh]	[%]	[%]
2003	43 061	5,9	4,3
2004	45 500	5,7	4,5
2005	47 940	5,4	4,7
2006	49 174	2,6	3,2
2007	50 050	1,8	2,4

(*) de temperatura e dias úteis

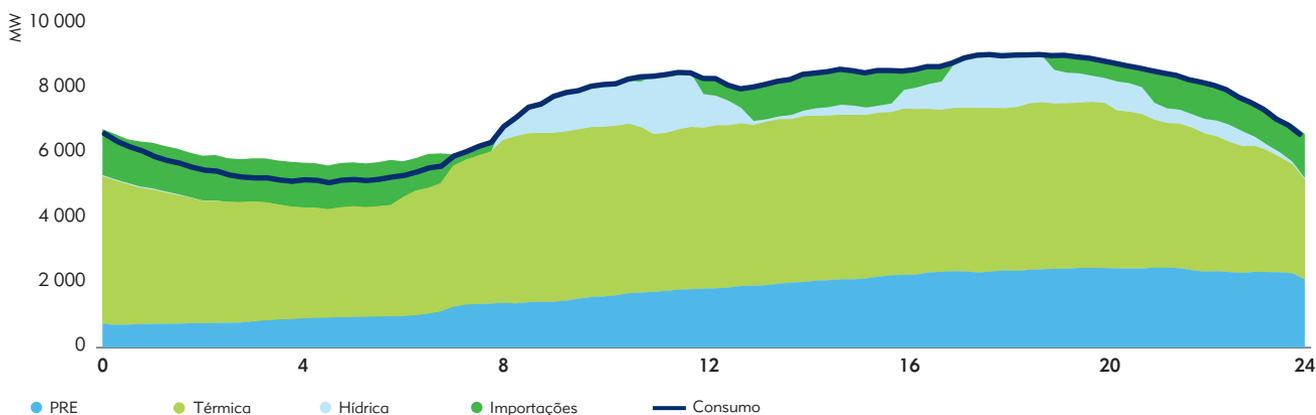
A potência máxima solicitada à rede ocorreu no dia 18 de Dezembro, com 9 110 MW, que passou a ser o máximo histórico, 300 MW acima do anterior máximo ocorrido em 2006. Na mesma data verificou-se também o consumo diário mais elevado de sempre, 179 GWh.



Potência máxima anual e dia de maior consumo



Potência máxima anual e dia de maior consumo

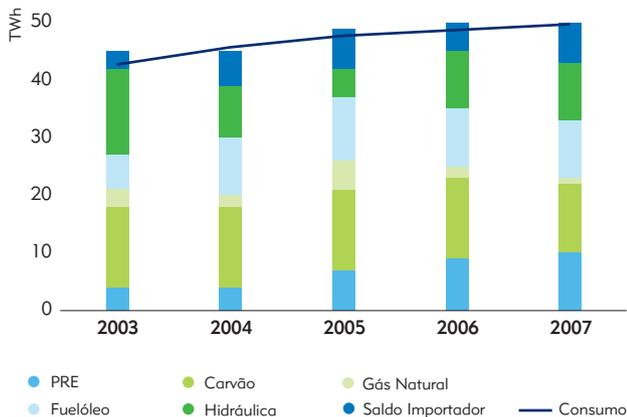




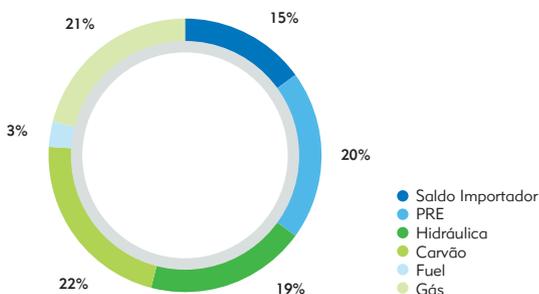
A produtividade hidroelétrica esteve pelo quarto ano consecutivo abaixo da média, com um índice de 0,76. A produção hidroelétrica reduziu-se 7% face ao ano anterior, abastecendo cerca de 19% do consumo. Na produção de origem termoelétrica, que assegurou 46% do consumo, verificou-se, igualmente, uma redução de 8%.

Estas reduções foram compensadas com o aumento da Produção em Regime Especial (PRE), 16%, e do saldo importador, 38%. A Produção em Regime Especial manteve um ritmo de crescimento elevado, embora inferior ao verificado nos últimos anos, abastecendo já 20% do consumo nacional. O crescimento mais significativo registou-se na produção eólica, que foi reforçada com a instalação, ao longo do ano, de cerca de 400 MW, totalizando no final do ano uma capacidade de 1 900 MW ligados à rede.

Satisfação do consumo



Repartição da produção 2007



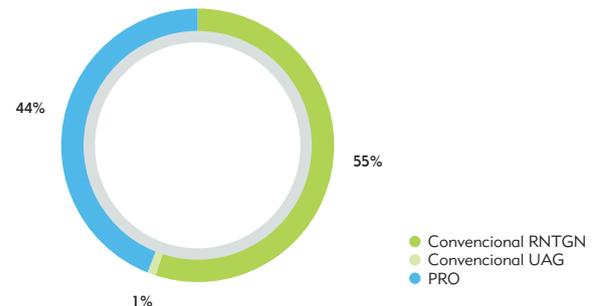
Gás natural

A procura de gás natural em Portugal aumentou 6,5%, de 45,9 TWh em 2006 para 48,9 TWh em 2007, consequência directa da subida generalizada verificada em todos os segmentos de mercado.

Consumo de gás natural (2007)

	(valores em GWh)
Produção de Electricidade (PRO)	21 363
Convencional RNTGN	27 090
Convencional UAG*	425
Total	48 878

* Referenciado às cargas no TGNL em Sines



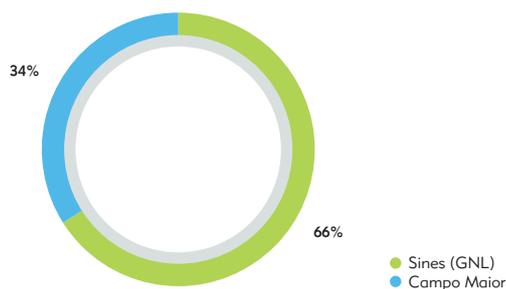
Observação: Poder Calorífico Superior médio do gás natural = 11,9 kWh/m³

Para além da subida da produção termoelétrica a gás registada em 2007, que compensou parcialmente a forte redução verificada no ano anterior, os consumos nos restantes segmentos do mercado continuaram a crescer em 2007, tendo-se registado um aumento de 6,4% relativamente ao ano anterior no caso do mercado convencional abastecido através da RNTGN, e de 24,6% no que se refere ao mercado convencional abastecido através das UAG - Unidades Autónomas de Gaseificação.

O aprovisionamento de gás natural para o mercado português em 2007 foi assegurado pelo gasoduto a partir da Argélia (Sonatrach), através do sistema internacional de gasodutos, passando por Espanha até aos pontos de entrada Badajoz/Campo Maior, e pelo GNL proveniente da Nigéria, descarregado no terminal de Sines. Este último assumiu um peso significativo (66%) face ao GN argelino entrado por Badajoz/Campo Maior (34%).

Aprovisionamento de Gás Natural (2007)

	(valores em GWh)
Campo Maior	16 430
Sines (GNL)	31 327
Total	47 757



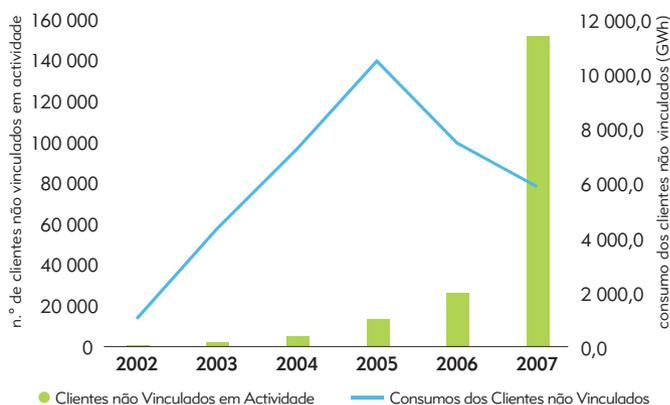
Esta situação, verificada em 2007, traduz a continuação da evolução registada ao longo dos últimos anos, com a subida gradual da quota do GNL descarregado em Sines em detrimento do GN argelino entrado por Badajoz/Campo Maior. O facto de a capacidade técnica do terminal de Sines não estar ainda a ser utilizada na totalidade faz deste terminal o ponto de entrada em Portugal com maior potencial de crescimento para a importação de gás natural.



MERCADO LIBERALIZADO EM PORTUGAL

Electricidade

Em 2007, continuou a verificar-se a tendência de abandono do mercado liberalizado nos níveis de tensão de AT e MT, tendo, no entanto, ocorrido um aumento substancial dos clientes abastecidos em BTN. Apesar deste crescimento do número de clientes abastecidos pelo mercado liberalizado, continuou a verificar-se uma redução muito significativa dos respectivos consumos.



O início do funcionamento do mercado diário integrado do MIBEL, em 1 de Julho de 2007, conduziu à extinção do anterior Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e à consequente alteração dos relacionamentos comerciais até aí vigentes.

Gás natural

Em Portugal, o início do primeiro ano-gás regulado verificou-se em 1 de Julho de 2007, conforme previsto. De salientar que, a partir desta data, foi possível colocar em prática um conjunto básico de regras técnicas de operação que permitiram funcionar de acordo com os novos princípios que regem o acesso regulado de terceiros às infra-estruturas da Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), incluindo a aplicação da tarifa de uso do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, a tarifa de uso do armazenamento subterráneo, a tarifa de uso da rede de transporte e a tarifa de uso global do sistema, no quadro referência das respectivas actividades reguladas. De acordo com a legislação aprovada e publicada em 2006, os clientes de gás natural para produção de energia eléctrica em regime ordinário tornaram-se elegíveis no dia 1 de Janeiro de 2007. Neste contexto, merece relevo o facto de a EDP Produção ter iniciado a utilização da RNTGN para transportar gás natural destinado ao abastecimento dos dois grupos *dual fuel* que possui na Central Térmica do Carregado.



EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Com a entrada em serviço das novas centrais de ciclo combinado a gás natural e com a desclassificação das centrais a fuelóleo, prevê-se que o rendimento médio de conversão da produção termoelétrica atinja cerca de 50%.

Em linha com os objectivos da Directiva 2006/32/CE, entrou em vigor em 2007 o Plano para a Promoção da Eficiência no Consumo de electricidade (PPEC) da ERSE. O valor acumulado das poupanças do consumo no período 2008-2023, esperadas em resultado da implementação deste Plano, é de 390 GWh, a que correspondem 144 kt de emissões evitadas de CO₂.

ENERGIAS RENOVÁVEIS

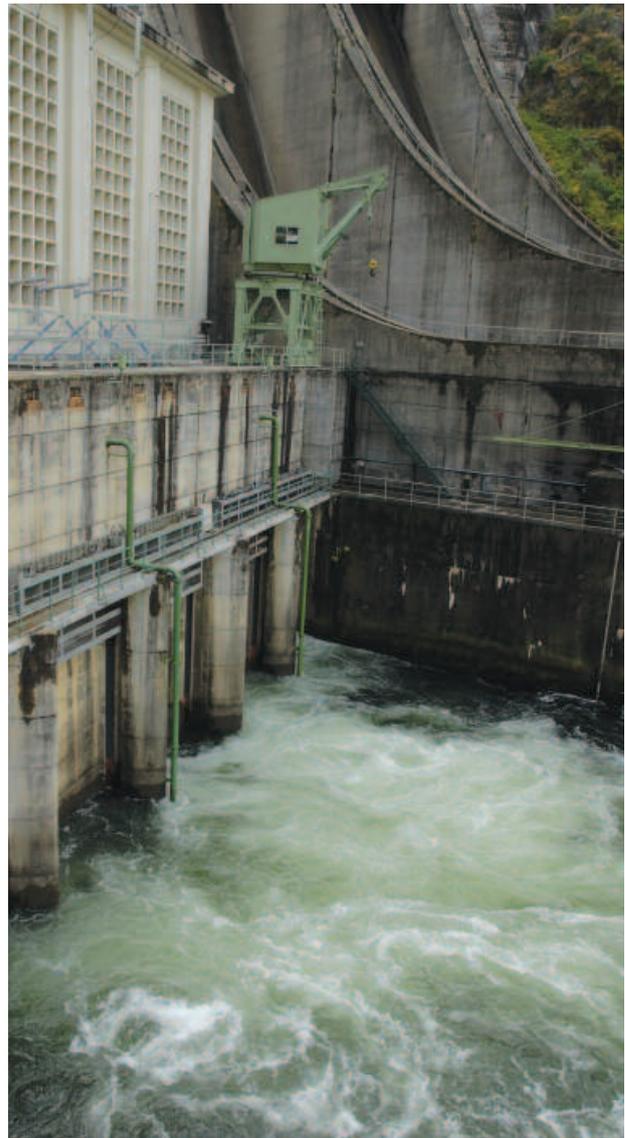
Em Portugal, a produção renovável de electricidade abasteceu cerca de 30% do consumo em 2007. No fim do ano, a capacidade instalada em produção renovável era de cerca de 7 230 MW (6 850 MW em 2006), apresentando a energia eólica o maior crescimento (mais 377 MW).

Embora os mecanismos de apoio à produção renovável em Portugal assentem especialmente em tarifas garantidas, subsídios ao investimento e benefícios fiscais, também existe um mecanismo de apoio orientado para o mercado, baseado em certificados verdes e garantias de origem (RECS - *Renewable Energy Certificate System*). Em 2007, a REN, como entidade emissora de certificados RECS em Portugal, emitiu cerca de 87 mil certificados, correspondentes a 87 GWh de produção hidroelétrica.

Novas metas:

- Energia Eólica – Novo total de 5 700 MW para a capacidade instalada em 2012, sendo 600 MW viabilizados por flexibilização de *upgrades* de equipamento de instalações já existentes.
- Energia Hídrica – Apostar, no curto prazo, nos reforços de potência de forma a atingir em 2010 a meta de 5 575 MW de capacidade instalada e até 2020 superar os 7 000 MW de potência hídrica instalada. Uma das mais importantes medidas para atingir este objectivo será a construção dos dez novos aproveitamentos hidroelétricos previstos no Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) apresentado pelo Governo e elaborado com o apoio da REN. O conjunto destes aproveitamentos totaliza uma potência instalada de 1 100 MW, dos quais 810 MW correspondem a centrais com bombagem.

Nesta perspectiva, e no âmbito do desenvolvimento do MIBEL, em 2007 a REN e a sua congénere espanhola REE planificaram um conjunto de novas infra-estruturas de interligação eléctrica que, no horizonte 2013-2014, permitirão reforçar a capacidade disponível para trocas comerciais dos actuais 1 200 MW para cerca de 3 000 MW.



A REGULAÇÃO ECONÓMICA

A ENVOLVENTE REGULATÓRIA DA ACTIVIDADE DA REN NO SECTOR ELÉCTRICO

A REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), desenvolve a sua actividade num contexto regulado pela legislação em vigor, pelo Contrato de Concessão de Serviço Público celebrado com o Estado e pelos Regulamentos estabelecidos, quer pela Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) quer pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

No ano 2007, em consonância com a nova Lei de Bases do sector publicada em 2006, foram concretizadas significativas alterações ao quadro organizativo do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), com repercussões nas actividades reguladas exercidas pela REN. A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, através da qual a REN comprava toda a electricidade proveniente dos contratos de aquisição de energia (CAE) para abastecimento dos clientes do extinto Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), foi transformada numa nova actividade de *trading*, em ambiente de mercado, dos dois CAE não cessados. Por outro lado, como a gestão da produção em regime ordinário passou a ser efectuada por mecanismos de mercado, foram criadas novas funções na actividade de Gestão Global do Sistema, nomeadamente no âmbito da aquisição de serviços de sistema, da compensação de desvios de energia e da correspondente liquidação junto dos agentes de mercado.

Efectivamente, como decorria dos acordos celebrados para cessação dos CAE e da legislação emitida em anos anteriores, a entrada em funcionamento do mercado diário e intradiário no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), ocorrida em 1 de Julho de 2007, implicou a cessação antecipada da maioria dos CAE. Os correspondentes produtores passaram a vender a sua produção em regime de mercado e a beneficiar do recebimento dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC).

Mantendo-se ainda em vigor os CAE relativos às centrais da Turbogás e da Tejo Energia, estes dois contratos passaram a ser operados pela nova empresa do Grupo REN, a REN Trading, que, nos termos da legislação em vigor, efectua a venda em mercado da respectiva produção, sendo a diferença entre os proveitos desta venda e os correspondentes custos contratuais compensada através da tarifa de uso global do sistema.

A REN mantém assim no sector eléctrico três actividades reguladas: Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (*trading* da produção proveniente dos CAE não cessados), Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Eléctrica, embora passe a ser remunerada apenas por duas tarifas

reguladas: a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) e a tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), já que os proveitos da actividade Agente Comercial são essencialmente obtidos pela venda em mercado da produção dos CAE não cessados.

As duas tarifas acima referidas são fixadas anualmente pela ERSE com base em valores previsionais energéticos e económicos, nomeadamente, os respeitantes a procura, custos, proveitos e investimentos. Decorrem de um modelo de regulação económica baseado em custos aceites e na aplicação de uma taxa de remuneração dos activos líquidos afectos a cada actividade. Esta taxa de remuneração foi fixada pela ERSE para o triénio 2006-2008, em termos nominais e antes de impostos, no valor de 7%.

A necessidade de adaptar a regulamentação do sector eléctrico ao novo quadro legal levou a ERSE a realizar uma revisão regulamentar, concluída em Junho de 2007, com a aprovação de novas versões dos principais regulamentos do sector eléctrico (Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, Regulamento Tarifário e Regulamento de Operação das Redes).

O ano 2007 foi ainda condicionado pela publicação da Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, que alterou, com efeitos a partir de 1 de Julho, a taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico detidos pela REN e a taxa de juro aplicável ao remanescente do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003, relativo à remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores. Ambas as taxas passaram a ser iguais à taxa de inflação, ao invés de ser utilizada a taxa Euribor, a três meses, adicionada de 0,5%. Esta portaria alterou ainda o prazo de recuperação daquele desvio tarifário que passou a ser igual ao período de vida contabilística restante dos correspondentes terrenos de domínio público hídrico.

O Decreto-Lei 264/2007, de 24 de Julho, efectuou alguns ajustamentos às condições da actividade de *trading* exercida pela REN e determinou, em ligação com a cessação dos CAE e a introdução do mecanismo dos CMEC, uma revisão extraordinária das tarifas de 2007.

A ERSE veio a efectuar aquela revisão extraordinária de tarifas em duas fases: relativamente ao período Julho-Agosto apenas foram ajustadas algumas transferências entre empresas reguladas; para o período Setembro-Dezembro foi efectuada uma revisão formal das várias tarifas de electricidade.

Reflectindo a nova Lei de Bases do sector eléctrico publicada em 2006 e a redefinição das actividades da REN acima referida, foi assinado em 2007 um novo contrato de concessão da RNT, válido por um novo prazo de 50 anos.

No final do ano, encontravam-se em fase de aprovação pela ERSE os mecanismos, previstos na legislação, para incentivar o bom desempenho das actividades de *trading* exercidas pela REN.



Consequência das tarifas fixadas para 2007⁵

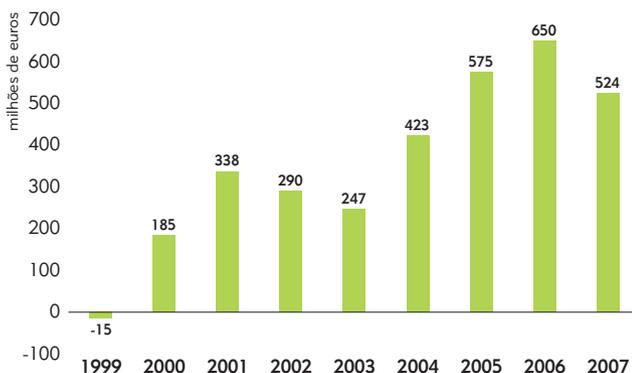
O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, veio fixar um limite máximo de 6% para o aumento das tarifas de venda a clientes finais em baixa tensão normal e estabeleceu ainda um período de dez anos, com início em 2008, para a recuperação dos seguintes desvios e défices tarifários: custos associados à convergência tarifária das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, não reflectidos nas tarifas de 2006 e 2007, défice tarifário de 2006, défice tarifário de 2007 e desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003 relativo à remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores. O limite de 6% teve como consequência a criação de um défice tarifário em 2007 no montante de 79,4 milhões de euros, dos quais 30,3 milhões de euros foram financiados pela REN.

No início de 2007, o saldo de todos os desvios tarifários era favorável à REN e ascendia a cerca de 650,3 milhões de euros; destes, cerca de 274,3 milhões de euros eram respeitantes ao défice tarifário de 2006 suportado pela REN e cerca de 164,5 milhões de euros correspondiam ao desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003 em relação à remuneração dos terrenos das centrais.

As tarifas fixadas para o ano 2007 subestimaram em cerca de 19,3 milhões de euros os custos da empresa REN do sector eléctrico e, apesar de pressuporem uma recuperação de desvios de anos anteriores no montante de 122,8 milhões de euros, conduziram a um saldo global da conta de desvios tarifários, no final de 2007, de 524,1 milhões de euros, dos quais 152,3 milhões de euros correspondem à remuneração dos terrenos das centrais com CAE e 314 milhões de euros aos défices tarifários de 2006 e 2007.

No gráfico seguinte apresenta-se, para o período 1999-2007, a evolução do saldo das contas de desvios tarifários, no final de cada ano.

Saldo das contas de balanço de desvios tarifários no final de cada ano



⁵ Valores registados de acordo com as regras da contabilidade regulada (POC)

Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços para 2008

O Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que aprovou o regime de utilização dos recursos hídricos, estabeleceu as regras para atribuição dos direitos de utilização do domínio hídrico às empresas titulares dos correspondentes centros electroprodutores, incluindo as regras para o pagamento à REN pela transmissão dos direitos de utilização do domínio hídrico por ela detidas a favor daquelas empresas. O mesmo Decreto-Lei estabelece que parte do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio público hídrico seja destinado à amortização de défices tarifários existentes.

Na justificação das tarifas fixadas para 2008, a ERSE supõe que a REN irá receber, com data-valor de 1 de Janeiro, um montante de 466,3 milhões de euros, que, de acordo com Despacho do Ministro da Economia e Inovação, será destinado a eliminar o desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003 e os défices tarifários de 2006 e 2007 financiados pela REN. Assim, não foram incluídas nas tarifas de 2008 quaisquer verbas compensatórias daqueles défices.

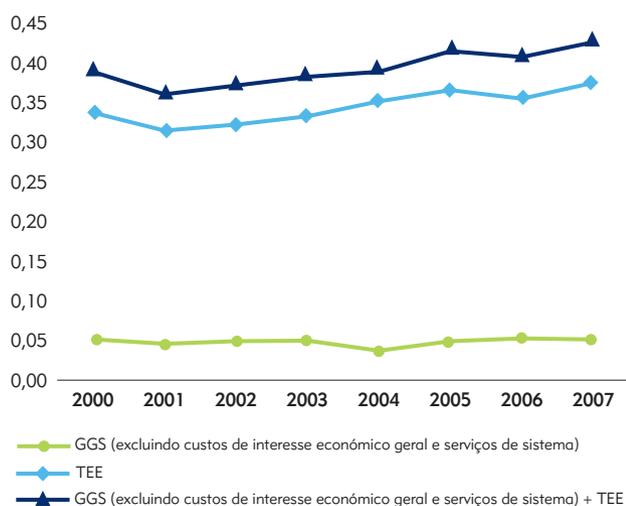
Custo do acesso à rede de transporte

O custo médio do acesso à Rede de Transporte é uma variável relevante em comparações internacionais e plurianuais. No caso português este custo resulta da composição das tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT) e de Uso Global do Sistema (UGS).

A tarifa de Uso Global do Sistema da REN recupera os custos da actividade de Gestão Global do Sistema (GGs), que além de incluir os custos de gestão do sistema (tais como despacho nacional, monitorização da segurança do abastecimento, telecomunicações de segurança, operação da contratação de serviços de sistema e da compensação de desvios e energia e a operação do sistema de acerto de contas entre os agentes de mercado) inclui ainda diversos custos de interesse económico geral, nomeadamente, os custos com o OMIP e OMIClear, os custos com a ERSE, os custos para pagamento da convergência tarifária às Regiões Autónomas, a remuneração e amortização dos terrenos dos centros electroprodutores, a compensação (positiva ou negativa) ao Agente Comercial e os custos relativos ao Plano de Promoção de Eficiência no Consumo. A partir da revisão extraordinária de tarifas, que teve efeitos a partir de 1 de Setembro, a tarifa UGS deixou de incluir os custos com a aquisição de serviços de sistema, que passaram a ser directamente facturados aos agentes de mercado.

No gráfico seguinte apresenta-se a evolução dos proveitos tarifários médios destas duas tarifas, corrigidos de desvios, ao longo do período 2000-2007, retirando da tarifa UGS os custos de interesse económico geral e os custos associados à aquisição de serviços de sistema.

Custo médio do acesso à rede de transporte (cent/kWh)



Excluindo os custos referidos, verifica-se que o custo médio global do acesso à rede de transporte aumentou, entre 2000 e 2007, cerca de 10,1% decorrente de um aumento do custo médio da actividade de Transporte de Energia Eléctrica de 11,2% e de uma diminuição do custo médio da actividade de Gestão Global do Sistema de 2,7%.

Trocas comerciais transfronteiriças

A ETSO (European Transmission System Operators), associação constituída por operadores de redes de países europeus, nomeadamente, todos os pertencentes à União Europeia, à Suíça e à Noruega, em ligação com a Comissão Europeia e os Reguladores dos vários países europeus através do ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas), grupo que actua como consultor da Comissão em assuntos de energia, é responsável pela aplicação de um mecanismo para compensar a rede de transporte de cada país pela sua utilização por trânsitos de energia eléctrica induzidos por terceiros.

Os critérios de funcionamento desse mecanismo, actualmente designado por ITC (Inter-TSO Compensation) foram objecto de grande discussão e controvérsia durante o ano 2007. Não tendo sido possível chegar a acordo sobre uma metodologia consistente, foi estabelecida uma provisória, que vigora ainda durante 2008, enquanto decorrem os estudos de metodologias alternativas que permitam maior aderência à realidade física dos trânsitos de electricidade.

O montante de ITC de 2007 é próximo do valor do ano anterior e constituiu um saldo pagador para a REN de 3,5 milhões de euros.

Correcção de hidraulicidade

As tarifas de venda de energia eléctrica em Portugal repercutem, por norma, custos médios de produção, ao invés de flutuarem, ao longo dos anos, de acordo com a variabilidade hidroeléctrica, particularmente significativa em Portugal.

Para compatibilizar este objectivo de estabilidade tarifária com o da estabilidade dos resultados das empresas eléctricas expostas ao risco de hidraulicidade, têm existido, desde há muitos anos no sector eléctrico, mecanismos financeiros de compensação interanual de custos.

Enquanto a REN foi detentora dos CAE, e efectuou a venda da correspondente produção através de uma tarifa que repercutia a média dos custos associados aos vários regimes hidrológicos, o mecanismo de correcção de hidraulicidade cobria, positiva ou negativamente, o diferencial entre os custos associados ao regime ocorrido e os custos médios supostos nas tarifas. O novo enquadramento da actividade de produção em regime de mercado, ocorrido em 1 de Julho de 2007, tirou sentido à mecânica adoptada até então.

De acordo com as disposições legislativas específicas, a conta da Correcção de Hidraulicidade é detida pela EDP - Energias de Portugal, S.A.

Enquanto se aguarda a revisão da legislação e a definição de novos procedimentos, apenas têm sido considerados na conta de correcção de hidraulicidade, a partir de Julho de 2007, os encargos financeiros associados ao saldo acumulado da referida conta, que são responsabilidade da EDP - Energias de Portugal, S.A.

Reflectindo as condições hidrológicas relativamente favoráveis do 1.º semestre de 2007, o correspondente diferencial de correcção de hidraulicidade constituiu um custo para a REN no montante de 20,5 milhões de euros. O saldo da conta da Correcção de Hidraulicidade no final de 2007 atingiu o montante de 227,7 milhões de euros.

A ENVOLVENTE REGULATÓRIA DAS ACTIVIDADES DA REN NO GÁS NATURAL

Na área do Gás Natural, a REN exerce a sua actividade através das suas subsidiárias em regime de domínio total, REN Gasodutos S.A., REN Armazenagem S.A. e REN Terminal de GNL S.A., detentoras de Contrato de Concessão de Serviço Público no âmbito da RNTIAT (Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL) celebrado com o Estado português em 26/09/2006 para o transporte, armazenamento e descarga de GNL, sendo que o contrato da REN Gasodutos é exclusivo, de âmbito nacional e incorpora a actividade de Gestão Técnica Global do SNGN (Sistema Nacional de Gás Natural) que compreende as funções Gestor Técnico Global do SNGN e Acerto de Contas.

As concessionárias responsabilizam-se pela construção,



operação, exploração e manutenção das respectivas infra-estruturas, tendo como base o planeamento coordenado pelo Gestor Técnico Global do SNGN, de forma a assegurar a segurança e continuidade do abastecimento de gás natural. No campo da segurança de abastecimento está igualmente atribuído à REN o controlo da constituição e manutenção das reservas de segurança de gás natural para o mercado nacional.

As concessionárias desenvolvem a sua actividade num contexto regulado pela legislação em vigor, pelos Contratos de Concessão de Serviço Público celebrados com o Estado e pelos regulamentos estabelecidos, quer pela Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) quer pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), entretanto publicados.

Durante 2007, além dos regulamentos em vigor – Qualidade de Serviço, Tarifário, Relações Comerciais e Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações – a ERSE fez publicar o Regulamento de Operação das Infra-Estruturas que regula as questões técnicas do acesso e a sua utilização, completando assim o quadro regulamentar que define a regulação do sector na parte aplicável às empresas REN. A correspondente sub-regulamentação está em fase de conclusão, sendo esperada a sua publicação durante o primeiro trimestre de 2008.

A remuneração das actividades reguladas

O conceito de ano-gás para efeitos de regulação foi definido como tendo início a 1 de Julho e fim a 30 de Junho do ano seguinte, sendo o período de regulação de três anos com revisão anual de tarifas e estabilização dos parâmetros no período regulatório.

No quadro regulatório, a remuneração das empresas REN do gás natural é definida no âmbito do Regulamento Tarifário pela definição dos proveitos permitidos que decorrem fundamentalmente da remuneração dos activos fixos ao custo médio ponderado do capital definido para cada período de regulação pela entidade reguladora. Os custos operacionais reconhecidos são incluídos nas tarifas.

As actividades reguladas exercidas pela REN Gasodutos são o Transporte de Gás Natural em Alta Pressão e a Gestão Técnica Global do SNGN. A primeira é remunerada pela tarifa URT (uso da rede de transporte) e a segunda pela tarifa UGS (uso global do sistema).

O armazenamento é exercido pela REN Armazenagem, aplicando-se uma tarifa UAS (uso do armazenamento subterrâneo) proporcional à energia armazenada em cada dia e aos volumes diários injectados e extraídos do armazenamento.

Na REN Atlântico exerce-se a actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, remunerada através da tarifa UTRAR (uso do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação) que inclui preços de capacidade de

regaseificação utilizada e energia processada e armazenamento usado em cada dia. Os camiões cisterna possuem para cada carga uma tarifa específica.

Nos termos previstos no Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou, em Maio de 2007, o documento “tarifas e preços de gás natural para o ano-gás 2007-2008 e parâmetros da regulação para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010” e que define os proveitos permitidos a cada uma das actividades reguladas, bem como os preços para as tarifas praticadas.

Os proveitos de capital permitidos decorrem da aplicação de um processo de alisamento a partir de uma fórmula publicada pela entidade reguladora e que se traduz, em termos muito sumários, em dividir o valor actual dos proveitos futuros até ao fim da concessão pelo valor actual das quantidades do mesmo período actualizadas com um factor definido pela mesma entidade.

Os valores dos proveitos permitidos para o primeiro ano-gás 2007-2008 para as actividades das empresas reguladas foram calculados pela ERSE com a seguinte base:

- taxa de remuneração dos activos regulados – 8% no período de regulação – três anos;
- taxa de actualização para proveitos de capital na fórmula de alisamento – 8%⁶;
- taxa de actualização das quantidades – 15% para as actividades da REN Atlântico; 11% para as actividades da REN Gasodutos⁷;
- as tarifas com alisamento de proveitos no período de concessão são a URT e a UTRAR.

Custo do acesso

Os custos de acesso às infra-estruturas gasistas da REN fixados pela ERSE entraram em vigor a 1 de Julho pelo que apenas dispomos de um semestre de exercício.

A liberalização

O calendário de abertura do mercado foi estabelecido pelo Decreto-Lei 140/2006, tendo-se definido a abertura aos clientes de produção ordinária de energia eléctrica em 2007, para os grandes clientes industriais, com consumo anual superior a 1 Mm³ em 2008, para clientes acima de 10 000 m³ anuais em 2009 e para o restante mercado a partir de 1 de Janeiro de 2010. Este calendário está a ser cumprido, devendo, contudo, ter-se em conta o advento dos anos-gás que começam em Julho e não em Janeiro.

Trânsito

A REN Gasodutos adquiriu com os activos de transporte um conjunto de contratos e participações através dos quais presta serviços de trânsito na rede nacional ao operador da rede de Espanha de alta pressão, a Enagás, e cuja actividade se descreve no capítulo referente à envolvente operacional da rede de alta pressão.

⁶ A ERSE procedeu ao ajuste dos perfis de recuperação dos custos com capital no processo de alisamento das actividades da REN Atlântico e da REN Gasodutos, nos termos previstos nas disposições transitórias do Regulamento Tarifário, por actuação nas taxas de actualização do valor actual das quantidades de gás natural movimentadas em cada infra-estrutura, por forma a fazer face à incerteza das quantidades a movimentar ao longo do período da concessão (40 anos) e ajustando a recuperação de investimentos entre utilizadores actuais e futuros.

⁷ Os valores são diferentes da taxa de actualização dos proveitos de capital para ajustar o perfil de recuperação do investimento.

FACTOS RELEVANTES DO ANO

- Renovada pela APCER, em 31 de Dezembro de 2006, a certificação ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Ambiente e Segurança da REN, em conformidade com a norma ISO 14001.
- Criada, em 5 de Janeiro, a REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, dando cumprimento à Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006 de 3 de Junho.
- Estabelecido, em 6 de Março, um acordo global de aliança de colaboração estratégica entre a REN e a REE, no âmbito do qual a REE adquiriu 5% do capital da REN detidos pela EDP.
- Dado novo impulso à constituição do MIBEL na cimeira luso-espanhola, realizada em Lisboa em 8 de Março, dando relevo aos propósitos de definir um plano de harmonização regulatória entre Portugal e Espanha e efectivar a troca de participações entre a REN e a REE, por um lado, e entre a REN e a Enagás, por outro.
- Publicada a Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, que veio estabelecer novas condições de remuneração dos terrenos da REN onde se situam os centros electroprodutores.
- Publicado o Decreto-lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que estende o período de concessão dos terrenos do domínio público hídrico onde se inserem os aproveitamentos hidroeléctricos da EDP. Em contrapartida, a REN receberá um montante da ordem dos 466 milhões de euros que permitirá saldar as contas de desvios tarifários relacionadas com a remuneração dos terrenos e défice tarifário de 2006 e 2007.
- Arranque, em 11 de Junho, de uma campanha de divulgação da nova imagem corporativa da REN.
- Criadas, em 13 de Junho, duas novas empresas do Grupo: a REN Serviços, S.A., para conseguir uma maior racionalidade económica na gestão das actividades de *back-office* comuns, e a REN Trading, S.A., comercializadora, no mercado, da energia produzida pelas duas centrais que mantêm os CAE respectivos.
- Assinado, em 15 de Junho, pelo Estado, o contrato de concessão atribuindo a exploração da RNT à REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., por um prazo de 50 anos.
- Assinado o acordo entre a REN e a EDP, em 16 de Junho, para a cessação antecipada dos CAE (Contratos de Aquisição de Energia) na data de arranque oficial das actividades do MIBEL, 1 de Julho.
- Realizado pela REN Trading, S.A., em 26 de Junho, o primeiro leilão de capacidade virtual em conformidade com o Plano de Compatibilização Regulatória entre Portugal e Espanha no sector energético.

- Início, a 1 de Julho, do funcionamento do mercado ibérico de electricidade de âmbito ibérico.
- Concretizada, na sessão do mercado de valores mobiliários de 9 de Julho, a primeira fase de privatização da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., com a oferta pública inicial de venda de 24% do seu capital social.
- Como reconhecimento da qualidade do trabalho desenvolvido pela REN no âmbito do desenvolvimento sustentável, o Director da Divisão de Exploração da REN foi eleito delegado do ano pelo BCSD Portugal, em 21 de Junho.
- Estendida a todas as empresas do Grupo REN a participação no movimento mundial *United Nations Global Compact*, com a passagem para a REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. da titularidade da adesão pela REN, S.A., ocorrida em Janeiro de 2005.
- Iniciado o processo, em Outubro, de obtenção de notação de *rating* internacional junto das agências Standard & Poors e Moody's, tendo em vista melhores condições de acesso ao mercado financeiro.





ACTIVIDADE DO GRUPO EM 2007

NEGÓCIO DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE

EXPLORAÇÃO DA REDE

Comportamento das redes

No dia 1 de Julho de 2007, a maior parte da produção de electricidade instalada em Portugal continental passou a fazer ofertas de venda de energia no mercado organizado de âmbito ibérico.

Antes desta data, a programação da exploração das centrais com CAE (Contratos de Aquisição de Energia) era efectuada na REN pelo Agente Comercial do SEP (Sector Eléctrico Público), entretanto extinto.

Neste novo contexto, o Agente Comercial passou a efectuar a gestão apenas dos CAE das centrais do Pego (2 x 300 MW a carvão) e da Turbogás (3 x 330 MW de ciclo combinado de gás natural).

A energia das centrais em regime ordinário passou a ser vendida através de contratos bilaterais, por ofertas apresentadas no OMIE (Operador de Mercado Ibérico - Pólo Espanhol) para os mercados diários e intradiários e/ou no OMIP (Operador de Mercado Ibérico - Pólo Português) para os mercados a prazo.

A gestão da interligação entre Portugal e Espanha, sempre que congestionada, passou a ser atribuída através dum

mecanismo de “separação de mercados”, sendo de prever que durante o presente ano parte dela passe a ser efectuada através de leilões explícitos.

No dia 30 de Junho de 2007, para definição da produção de electricidade em Portugal, iniciou-se entre a REN e o OMEL um diálogo semelhante ao existente desde há muito tempo com a Red Eléctrica de España (REE), além de se terem modificado substancialmente os fluxos de informação existentes entre a REN e a REE.

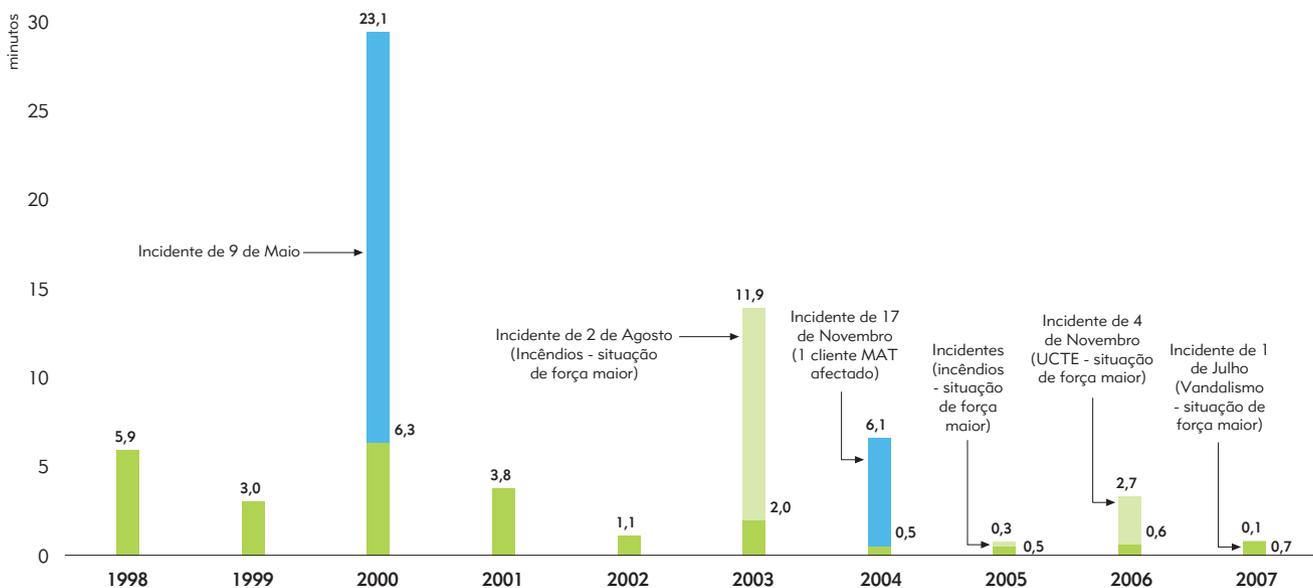
Todas estas mudanças, preparadas em prazos muito exigentes, decorreram com normalidade, viabilizando mais uma etapa da construção do MIBEL - Mercado Ibérico da Electricidade.

Qualidade de serviço

A qualidade de serviço da Rede Nacional de Transporte, entendida como segurança e continuidade do abastecimento de energia eléctrica com características técnicas adequadas, situou-se num nível muito elevado. Pelo terceiro ano consecutivo, o indicador Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) foi inferior a um minuto, registando em 2007 o valor de 0,74 minutos. Dito de outra forma, a REN abasteceu de energia eléctrica os diversos pontos de entrega aos clientes em 99,99986% do tempo (cerca de 999 horas, 59 minutos e 55 segundos, por cada 1 000 horas).

Da análise do gráfico pode constatar-se a tendência

Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente - TIE



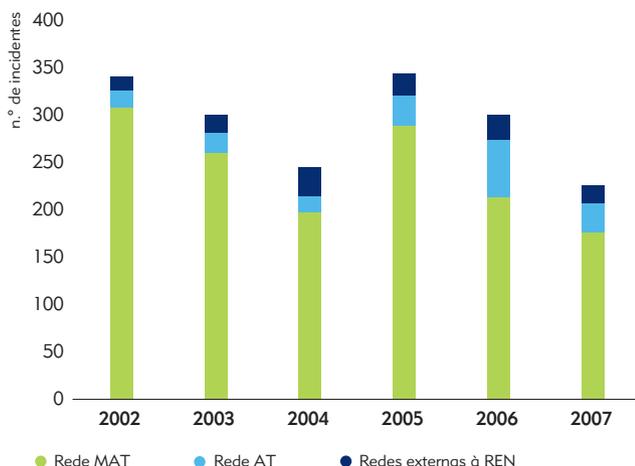
para uma melhoria sustentada da continuidade de serviço nos últimos anos, excluídas as situações pontuais e de carácter excepcional e/ou de força maior assinaladas.

Prosseguiu em 2007 a monitorização da qualidade da onda de tensão na generalidade dos pontos de entrega e de interligação da RNT.

As medições efectuadas continuam a mostrar resultados que se enquadram, com um reduzido número de excepções em casos pontuais e localizados, nos valores recomendados no Regulamento da Qualidade de Serviço.

No que respeita a incidentes e perturbações, verificou-se uma melhoria global significativa do comportamento da rede, tendo ocorrido 226 incidentes (menos 25% que em 2006), dos quais 176 tiveram origem na Rede de Muito Alta Tensão (MAT), 31 na Rede de Alta Tensão (AT) e 19 em outras redes mas com impacto nas redes MAT e AT da REN.

Evolução do número de incidentes



Apenas 13 incidentes (6% do total) tiveram impacto no abastecimento de energia eléctrica aos clientes. Um deles, ocorrido a 1 de Julho, foi causado por uma acção de vandalismo na subestação de Custóias.

Verifica-se que nenhum incidente provocou interrupções em mais do que um ponto de entrega, ou seja, todas as interrupções tiveram um impacto localizado e, portanto, com pequena gravidade.

O valor da Energia Não Fornecida (ENF) resultante destes incidentes foi estimado em 82,1 MWh (75,8 MWh com exclusão do incidente de 1 de Julho na subestação de Custóias).



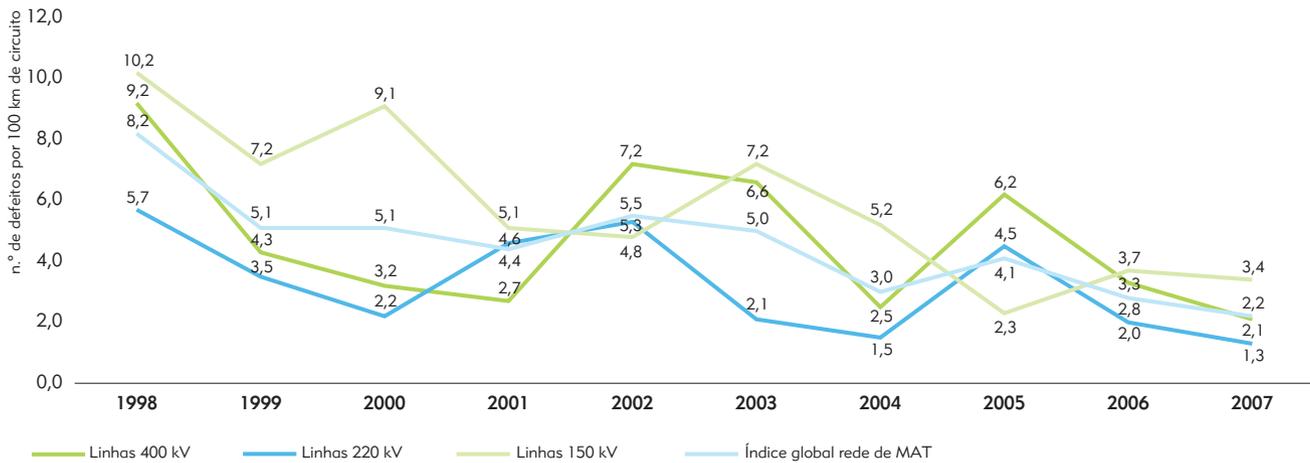
Desempenho das linhas

Mantém-se a tendência, já verificada em anos anteriores, para uma melhoria global do desempenho das linhas da RNT. A taxa global de disponibilidade dos circuitos de linha, incluindo os painéis terminais foi, em 2007, de 98,3%, valor semelhante (-0,3%) ao verificado no ano anterior, apesar dos inúmeros trabalhos de modificação e melhoria operados em diversos circuitos da rede.

O gráfico da figura seguinte ilustra o desempenho das linhas nos últimos anos, por nível de tensão, no que respeita ao número de defeitos nelas registados por 100 quilómetros de circuito.



Evolução do número de defeitos com origem em linhas da RNT por 100 km de circuito



Os valores de 2007 são significativamente inferiores à média dos últimos dez anos. O índice global da rede MAT registou pelo segundo ano consecutivo nova diminuição (-21%), situando-se agora num mínimo histórico de 2,2 defeitos por 100 km.

Estes resultados comprovam a eficácia das medidas preventivas implementadas nos últimos anos, sustentadas nas seguintes linhas de acção:

- rejuvenescimento de diversas linhas, com reforço da capacidade de transporte (*upratings*) e substituição de cadeias de isoladores e acessórios, bem como melhoria da blindagem contra descargas atmosféricas;
- substituição maciça de isoladores cerâmicos e de vidro por isoladores compósitos em linhas críticas instaladas em zonas de forte poluição;
- montagem generalizada de plataformas de nidificação e de dispositivos dissuasores de poiso de aves sobre as cadeias de isoladores, em linhas com impactes sobre as aves (cegonhas);
- monitorização da contaminação dos isoladores e subsequentes lavagens estivais mais eficazes;
- implementação de novos processos na vigilância da vegetação e gestão de material lenhoso nos corredores das linhas, no âmbito dos Planos Municipais de Defesa da Floresta contra incêndios.

A maioria dos incidentes que afectaram instalações da REN teve origem nas linhas aéreas (72% do total), tendo como principais causas as descargas atmosféricas – 39,5% – e as aves (cegonhas) – 34,6%.

Desempenho das subestações

De uma forma geral, as subestações registaram um comportamento muito favorável no seu desempenho em serviço. O número de avarias em transformadores de potência e disjuntores foi inferior ao registado no ano anterior e a taxa global de disponibilidade dos transformadores e auto-transformadores (incluindo os respectivos painéis) situou-se nos 98,7%, valor semelhante ao do ano anterior.

O Relatório da Qualidade de Serviço que a REN publica anualmente trata estes assuntos com maior profundidade.



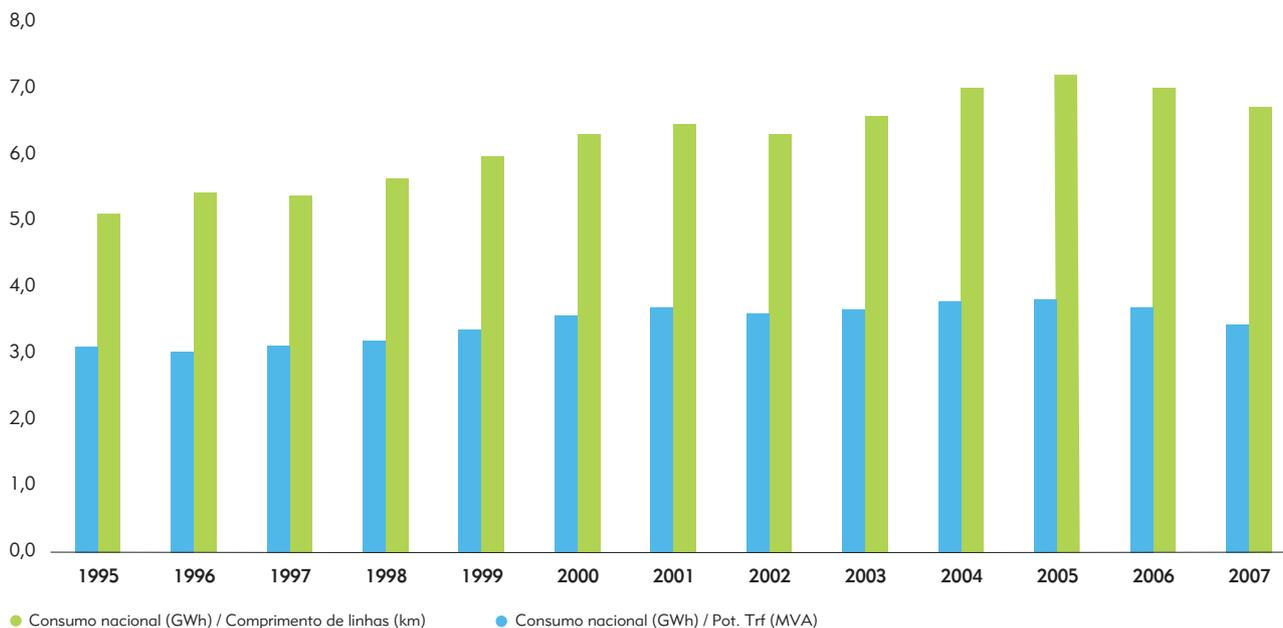
OBRAS EM CURSO - PROGRAMA DE INVESTIMENTOS

Evolução da Rede Nacional de Transporte

No ano 2007 entraram em serviço diversos novos reforços na estrutura da RNT, que contribuíram para uma melhoria das condições de alimentação às redes de distribuição, acompanhando o aumento dos consumos. Estes reforços facilitaram os fluxos internos inter-áreas, permitiram o aumento da capacidade de recepção de PRE e uma melhoria das capacidades de troca com a rede espanhola.

Relativamente aos níveis de utilização dos equipamentos da RNT, apresentam-se no gráfico seguinte indicadores de consumo nacional em relação à potência de transformação e ao comprimento de linhas, desde meados da década de 90.

Grau de utilização de linhas e transformadores



Depois de uma subida mais ou menos sustentada destes indicadores entre 1996 e 2005, constata-se uma tendência de descida em 2006 e 2007, motivada pela expansão da rede de transporte necessária à integração da produção renovável que, como se sabe, localiza-se fora das áreas de consumo de energia eléctrica.

Projectos concluídos em 2007

Assinala-se a colocação em serviço das linhas a 400 kV Bодiosa-Paraimo (transitoriamente explorada a 220 kV),

Batalha-Pego e ainda Sines-Portimão 3 (transitoriamente explorada a 150 kV).

A 220 kV entraram ao serviço as linhas Castelo Branco-Ferro e Fanhões-Trajouce.

Ainda em 2007, foram desviadas da subestação de Rio Maior as linhas a 400 kV Batalha-Rio Maior 3 e Rio Maior-Ribatejo, dando origem à linha Batalha-Ribatejo.

Com a entrada em serviço da nova subestação de Alqueva foi desfeita a ligação em "T" da interligação a 400 kV com Brovales, em Espanha, sobre a linha Central do Alqueva-Ferreira do Alentejo.

Foram concluídas as novas subestações de Penela, Castelo Branco, Trafaria e Alqueva, para além da abertura de Pedralva (ainda apenas como posto de corte de 150 kV).

Regista-se ainda a desclassificação definitiva da subestação de Pracana da REN, S.A.

Foram colocadas em serviço dez novas unidades de transformação e duas unidades de autotransformação, para além de se ter reforçado a capacidade de transporte de oito linhas e instalado quatro novas baterias de condensadores.

Para ligação de parques eólicos à RNT entraram ao serviço as linhas a 150 kV Mendoiro-Pedralva 1 e 2 e procedeu-se ainda à ligação definitiva da linha a 150 kV Gardunha-Castelo Branco.



Principais investimentos em curso

Reforço na capacidade de interligação

Com o objectivo de reforço das capacidades de troca internacionais está previsto:

- a abertura da nova subestação de Lagoaça, na zona do Douro Internacional, inicialmente apenas com 220 kV e depois também com 400 kV. Será também criada uma nova linha de interligação a 400 kV, entre Lagoaça e Aldeadávila, e entre Lagoaça e Recarei será estabelecida uma ligação a 400 kV;
- o estabelecimento de uma nova interligação a 400 kV com Espanha ligando o Algarve e a Andaluzia (em Avaliação de Impacte Ambiental), incluindo a abertura da subestação de Tavira.

Ligação de produtores em regime especial

Para a integração na RNT de novos produtores em regime especial, destaca-se:

- a colocação em serviço dos 400 kV na nova subestação de Pedralva e a abertura de Frades;
- a construção da subestação de Vila Pouca de Aguiar e o estabelecimento dum eixo a 220 kV desde Lagoaça, no Douro Internacional, até Valdigem, passando por Macedo de Cavaleiros e Valpaços;
- a abertura da subestação de Armamar e a passagem à exploração a 400 kV do eixo Valdigem-Bodiosa-Paraimo;
- a introdução de transformação 220/60 kV no Carrapatelo e a abertura da subestação de Tábua.

Ligação de produtores em regime ordinário

Tendo em vista a criação de condições de ligação de novos grandes centros produtores refere-se:

- o reforço do eixo entre o posto de corte do Picote e a futura subestação de Lagoaça com uma nova linha, com um troço simples a 220 kV e um troço duplo a 400 e 220 kV, para ligação dos novos grupos geradores dos reforços de potência de Picote e de Bemposta;
- a construção, na zona centro, das novas ligações a 400 kV Batalha-Lavos e Lavos-Paraimo e, a sul de Lisboa, da linha entre a zona de Marateca/Pegões e Fanhões, também a 400 kV, para integração na RNT (em Lavos e Sines) de novas centrais de ciclo combinado a gás natural relativamente às quais a DGEG prestou informação favorável.

Alimentação de grandes pólos de consumo

De forma a acompanhar o contínuo crescimento dos consumos está previsto:

- na região de Trás-os-Montes, a abertura das novas subestações de Macedo de Cavaleiros e de Valpaços;
- na região Oeste de Torres Vedras, a abertura da subestação de Carvoeira;
- na península de Setúbal, a construção da segunda linha Fernão Ferro-Trafaria, e a introdução do nível de tensão de 400 kV na actual subestação de Fernão Ferro;
- no Alentejo, a construção da nova linha Falagueira-Estremoz, isolada para 400 kV mas operando a 60 kV numa fase inicial, apoiando os consumos da zona de Elvas;
- no Algarve, a construção da nova linha entre Portimão e Tunes e, mais tarde, a introdução dos 400 kV na subestação de Portimão;
- a continuação do reforço de capacidade de transporte de linhas já existentes, prevendo-se no ano 2008 o reforço de oito linhas.

No mapa da RNT que integra este relatório é ilustrada a localização dos principais reforços previstos a curto e médio prazo.

A PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Em 2007, teve início o processo que conduzirá à ligação à Rede Eléctrica de Serviço Público dos projectos eólicos atribuídos na Fase A do Concurso Internacional para a construção de novos parques eólicos em Portugal. Nesta 1.ª fase (Fase A) foram atribuídos 1 000 MVA de potência de ligação, tendo sido concedida a possibilidade de um sobre-equipamento até 200 MVA.

Em Setembro foi assinado o contrato para a Fase B daquele Concurso, entre o Ministério da Economia, representado pela Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), e o consórcio vencedor. A potência de ligação atribuída foi de 400 MVA, tendo-se também já iniciado os trabalhos para a ligação à rede desta potência.

Os Pontos de Recepção atribuídos em 2007 pela DGEG para a ligação de Produtores em Regime Especial (PRE) à Rede Nacional de Transporte (RNT) totalizam 258 MVA, sendo 110 MVA respeitantes a centrais de cogeração e 148 MVA respeitantes a parques eólicos.

A repartição da potência instalada e da potência de ligação dos PRE, por tipo de tecnologia, caracteriza-se no quadro seguinte, onde mais uma vez se destaca o elevado crescimento, quer em número quer em capacidade instalada, da componente eólica, cuja potência instalada e ligada se aproxima já, respectivamente, dos 2 500 MVA e dos 2 200 MVA.

Projectos PRE – Número de centros produtores, potência instalada e potência de ligação em 31 de Dezembro de 2007

Natureza	Número de PRE		Potência Instalada [MVA]		Potência de Ligação [MVA]	
	Total em 2007-12-31	Acréscimo em relação a 2006	Total em 2007-12-31	Acréscimo em relação a 2006	Total em 2007-12-31	Acréscimo em relação a 2006
Cogeração	137	2	1 382	16	746	4
Minihídrica	124	3	420	5	402	4
Eólica	157	19	2 492	584	2 165	426
Outros(*)	70	8	407	13	207	14
Total	450	48	4 701	618	3 520	448

(*) Biogás, biomassa, fotovoltaico, microgeração, ondas, resíduos sólidos urbanos (RSU) e outros resíduos

A potência eólica instalada em 2007 foi de 584 MVA (31% da instalada até ao final de 2006), sendo 367 MVA respeitantes a parques eólicos ligados à RNT.

De referir ainda o crescimento do peso da PRE no sistema electroprodutor nacional que, em 2007, atingiu cerca de 30% em termos de capacidade instalada e cerca de 20% em termos da contribuição para a satisfação da procura global de energia eléctrica relativa à emissão para a rede.

No que diz respeito aos projectos eólicos que aguardam concretização pelos promotores, a situação no final de 2007 era a seguinte:

Projectos eólicos que aguardam concretização pelos promotores

Natureza	Número	Potência de Ligação [MVA]
Projectos com Ponto Interligação/Recepção atribuído (Decreto-Lei 168/99 e Decreto-Lei 312/01)	72	1 478
Projectos atribuídos na Fase A do Concurso Internacional para construção de novos parques eólicos em Portugal	48	1 000
Projectos atribuídos na Fase B do Concurso Internacional para construção de novos parques eólicos em Portugal	8	400
Total	128	2 878

Da potência total indicada no quadro anterior, cerca de 57% (1 651 MVA) será ligada à RNT.

A potência eólica já ligada, 2 165 MVA, acrescida da potência eólica atribuída aos promotores para concretização, 2 878 MVA, atingiu o valor de 5 043 MVA no final de 2007.

Esta potência irá contribuir decisivamente para que o consumo bruto nacional de electricidade, em 2010, seja assegurado em 45% por fontes de energia renovável, uma meta estabelecida pelo Governo.

NEGÓCIO DE TRANSPORTE E ARMAZENAGEM DE GÁS NATURAL

Depois da criação, em 26 de Setembro de 2006, da REN Gasodutos e da REN Armazenagem, por incorporação dos activos definidos nos termos do Decreto-Lei 140/2006, e da aquisição total da empresa que detinha o terminal de GNL de Sines, que passou a designar-se REN Atlântico, e da celebração, na mesma data, dos contratos de concessão com o Estado português, 2007 marca o arranque da actividade das novas empresas reguladas e caracteriza-se por uma intensa actividade de preparação da sub-regulamentação do sector do gás natural.

Depois da publicação em 2006 de quatro regulamentos – Qualidade de Serviço (RQS), Tarifário (RT), Relações Comerciais (RRC) e Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações (RARII) – seria responsabilidade das novas empresas reguladas propor à ERSE o último dos regulamentos previstos, o Regulamento de Operação das Infra-Estruturas (ROI), bem como um vasto conjunto de metodologias, normas e procedimentos que constituem a sub-regulamentação do sector.

Assim, em Junho de 2007, completou-se o conjunto de regulamentos previstos para o sector do gás natural, com a publicação do ROI, que tem por finalidade regulamentar as questões técnicas relativas à gestão diária das infra-estruturas que compõem a Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT).

Seguidamente propôs-se à ERSE o documento “Regras de Operação da RNTIAT”, sistematizando um conjunto básico de normas técnicas que possibilitaram a operação, em respeito pelos regulamentos em vigor, desde o início do primeiro período de actividade regulada, ano-gás, em 1 de Julho de 2007, antes da disponibilização dos diversos documentos finais que compõem a referida sub-regulamentação.

No final de 2007, encontravam-se em fase de conclusão e a aguardar publicação pela ERSE alguns desses documentos, destacando-se as Metodologias de Estudo para Determi-



nação de Capacidade e os Manuais de Atribuição de Capacidade de cada uma das infra-estruturas, o Mecanismo de Resolução de Congestionamentos, o Manual de Procedimentos de Operação do Sistema e o Manual de Procedimentos de Acerto de Contas.

O ano 2007 foi também marcado pela transferência de activos e várias actividades da REN Gasodutos para as Distribuidoras, nos termos previstos na legislação aprovada no final de 2006. O processo de transferência de actividades decorreu em diversas fases, ficando concluído em Setembro de 2007, com a transferência da actividade de monitorização/supervisão remotas e manutenção das Unidades Autónomas de Gaseificação (UAG) e das unidades de medição instaladas nos grandes clientes industriais abastecidos em média e baixa pressão, bem como dos correspondentes processos de recolha, tratamento e validação dos respectivos dados de contagem.

Por último, destaca-se em 2007 a actividade das empresas do gás no plano internacional que ao longo do ano integraram diversas comissões e grupos de trabalho.

Assim, em Junho de 2007 e sob convite da ERSE, a REN passou a participar nos trabalhos da Gas Regional Initiative (GRI), iniciativa motivada pelo European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) que visa a criação de condições de harmonização do funcionamento do mercado do gás em cada um dos três mercados regionais de energia identificados ao nível da União Europeia, como etapa facilitadora e precursora da criação de um verdadeiro mercado interno de energia. Em 2007, a participação da REN na GRI traduziu-se na elaboração conjunta com a Enagás de uma nota técnica referente à determinação das capacidades actuais dos pontos de interligação entre os dois sistemas gasistas, em Badajoz/Campo Maior e Valença/Tuy, bem como de um documento com a identificação dos problemas de interoperabilidade actualmente existentes entre os sistemas de gás português e espanhol.

No âmbito do MIBGAS, a REN elaborou, em conjunto com a Enagás, vários estudos sobre a evolução da oferta e da procura de gás em Portugal e em Espanha, no sentido de avaliar a necessidade de potenciais reforços de interligações entre os dois sistemas, bem como perspectivar o desenvolvimento da capacidade de armazenamento subterrâneo de gás no contexto ibérico, com particular incidência no sítio do Carriço.

Finalmente, deve referir-se que, no final de 2007, a REN Gasodutos e a REN Armazenagem formalizaram a sua adesão à organização Gas Infrastructure Europe (GIE), passando a integrar os ramos Gas Transmission Europe (GTE) e Gas Storage Europe (GSE), respectivamente, enquanto que a REN Atlântico manteve a sua condição de membro da Gas LNG

Europe (GLE) através da mudança de designação de empresa aquando da sua aquisição pela REN. A GIE é a associação com maior representatividade ao nível do sector das infra-estruturas gasistas da União Europeia, posicionando-se como representante do sector no European Gas Regulatory Forum, também designado por Madrid Forum.

TRANSPORTE EM ALTA PRESSÃO

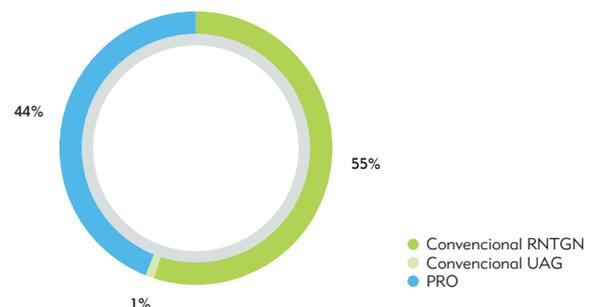
Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

No decurso do ano 2007, as entradas de gás natural no país, excluindo as quantidades de trânsito internacional, efectuaram-se essencialmente por Sines, 66% (GN proveniente da regaseificação de GNL no Terminal de GNL de Sines operado actualmente pela REN Atlântico) e o restante, 34%, por Campo Maior (GN proveniente da Argélia através do gasoduto do Mahgreb).

Este ano foram transportados através da infra-estrutura explorada pela concessionária da RNTGN (Rede Nacional de Transporte de Gás Natural) 51,3 mil GWh de gás natural (cerca de 4,3 bcm⁸), incluindo o trânsito internacional de GN realizado através da RNTGN (entrada por Badajoz/Campo Maior e saída por Valença do Minho/Tuy), que se cifrou em 1,9 mil GWh (cerca de 0,2 bcm), abaixo do valor do ano anterior, e o transporte de gás natural para o Armazenamento Subterrâneo que se cifrou em 0,9 mil GWh (cerca de 0,1 bcm).

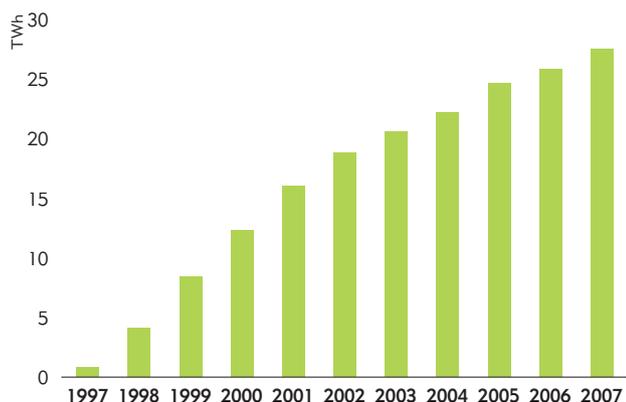
Relativamente aos 51,3 mil GWh de gás natural transportados, verifica-se um decréscimo de 0,7%, relativamente a 2006, que derivou da acentuada diminuição do trânsito internacional relacionado com a entrada em funcionamento do terminal de Mugaros (Ferrol) e da redução das quantidades injectadas na armazenagem que não foram compensadas, em valor absoluto, pelo aumento dos levantamentos de GN verificado nos grandes electroprodutores (mais 6,1%) e no mercado convencional (mais 6,4%).

Consumos nacionais 2007

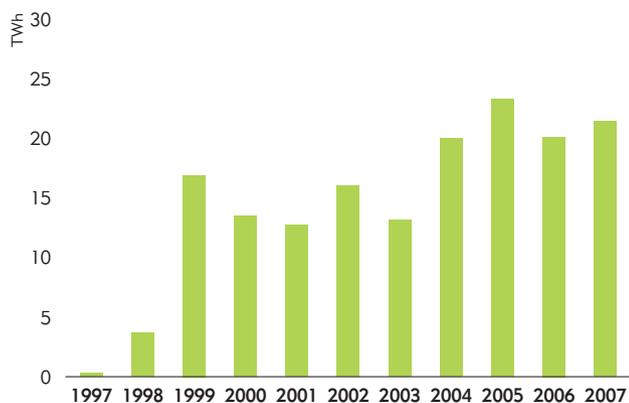


⁸ bcm – 1x10⁹ metro cúbico - A equivalência entre a energia indicada em kWh e o m³ normal depende do poder calorífico superior do gás que é variável pelo que não se pode indicar a equivalência correcta. Para cálculos aproximados pode usar-se uma equivalência mais grosseira de 1 m³(n) – 11,8 kWh.

No caso da procura referente ao segmento de mercado convencional, a variação homóloga do respectivo valor verificada de 2006 para 2007 situa-se em linha com a tendência de crescimento monótono observada desde o arranque do projecto de gás natural em Portugal, cuja evolução se ilustra na figura seguinte:

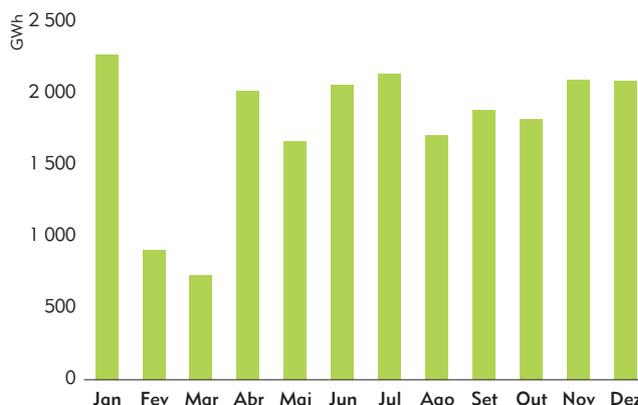


No que se refere ao segmento de mercado de produção de energia eléctrica em regime ordinário, os consumos anuais variam de acordo com o acréscimo de potência térmica instalada, a hidraulicidade e o contributo da produção de energia eléctrica em regime especial, com destaque para o peso crescente da componente eólica a que acresce o efeito do funcionamento do mercado na selecção das fontes de satisfação da procura de electricidade, dada a sua sensibilidade às variações de preço das matérias-primas. A resultante global destes factores traduz-se na variabilidade de consumos anuais reflectida no gráfico seguinte:



Pelos motivos referidos, também é possível identificar uma evolução variável da procura deste segmento ao longo do ano 2007, conforme evidenciado no seguinte gráfico:

Procura 2007 - PRO⁹



No primeiro trimestre, devido a uma elevada hidraulicidade, notou-se uma acentuada redução de consumos, em contraste com a situação verificada na parte final do ano.

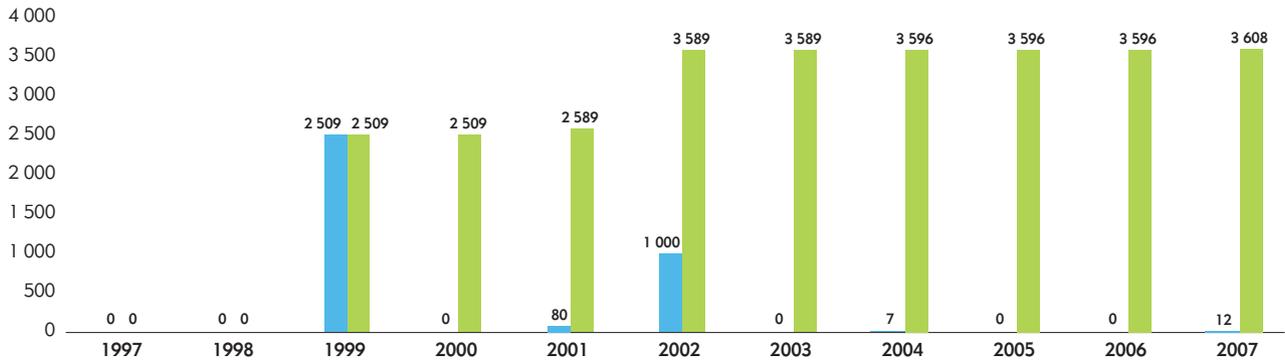
No que respeita à qualidade de serviço em 2007, os resultados referentes à continuidade de serviço – 0,013 interrupções/ponto de saída, 0,16 min./ponto de saída e 12 min./interrupção – resultam de uma única ocorrência verificada durante a realização de trabalhos de manutenção.



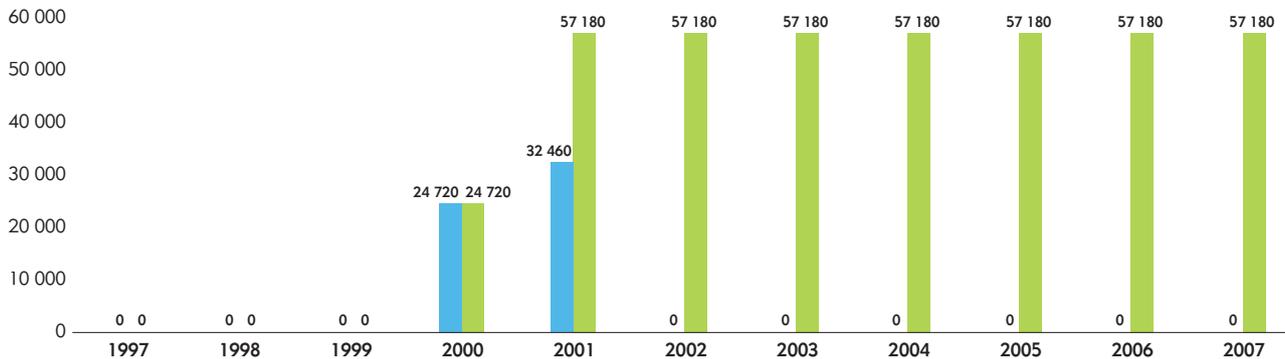
⁹ Produção em Regime Ordinário



Os valores históricos, anuais e acumulados, para as interrupções controláveis acidentais e previstas, desde o início da exploração da RNTGN, apresentam-se nas seguintes figuras:



● Tempo Total Acumulado (min.) ● Tempo Total de Interrupções (min.)



● Tempo Total Acumulado (min.) ● Tempo de Interrupções (min.)

Também não se registaram quaisquer incidentes na infra-estrutura de transporte em alta pressão, mantendo-se o indicador acumulado de índice de incidentes com fuga não intencional de gás, publicado pelo EGIG (European Gas Pipeline Incident Data Group) de que a REN Gasodutos é operador integrante, igual a zero incidentes por 1 000 Km de infra-estrutura exposta por ano.

Em relação aos indicadores referentes às características do GN verifica-se que, com excepção de um único indicador, ponto de orvalho de água, todos se situaram dentro dos limites definidos no RQS. Relativamente ao ponto de orvalho de água, foram registados valores acima do limite máximo definido no RQS, no período de 19 a 23 de Julho, em consequência do aparecimento de uma bolsa de água no GN proveniente da Sonatrach, originada por uma ano-

malia nas unidades de secagem das instalações argelinas de tratamento de gás em Hassi R'Mel.

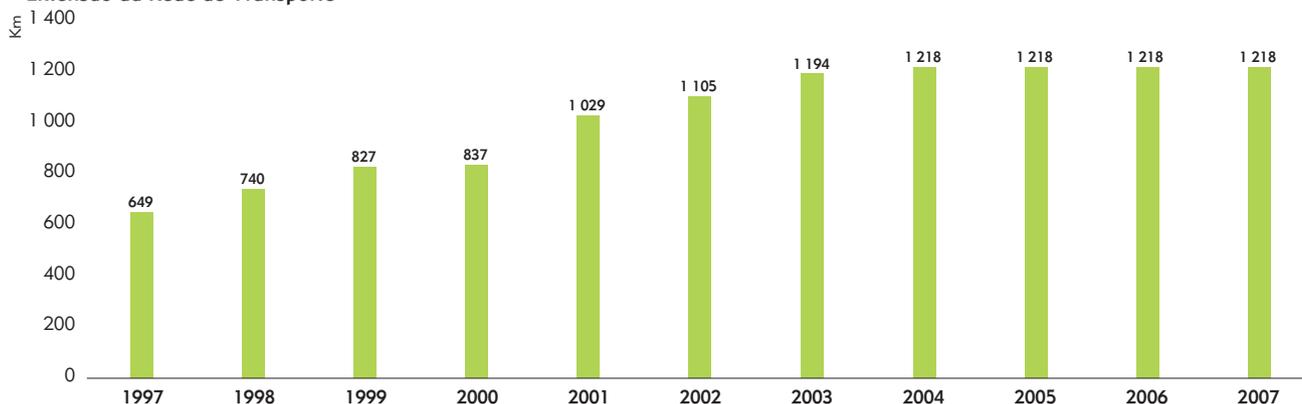
Em 2007, a infra-estrutura em serviço foi complementada com a entrada em funcionamento de um novo ponto de entrega à RNDGN, através da estação GRMS 05309 - Ponte de Lima, para o abastecimento de GN à rede de distribuição local.

No final do ano 2007, a RNTGN incorporava as seguintes infra-estruturas principais:

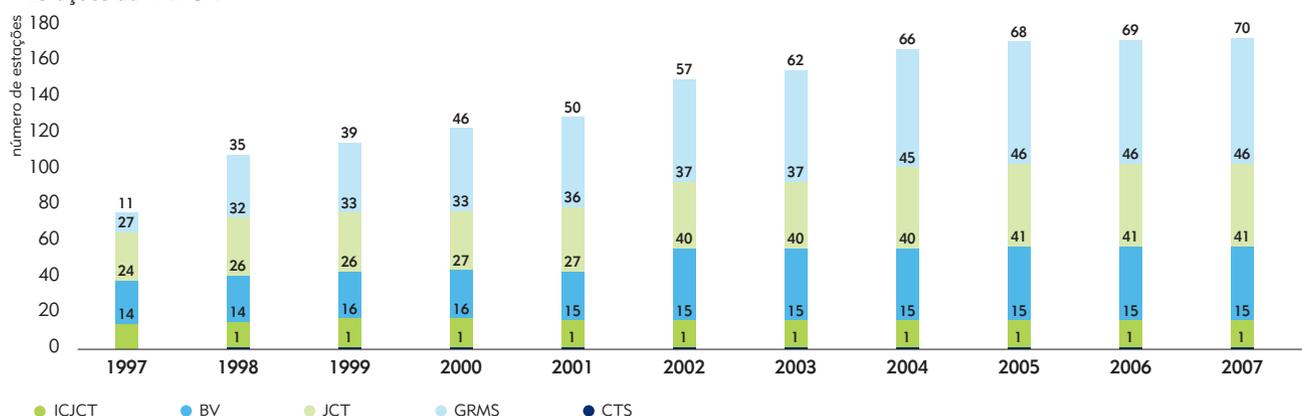
- Gasodutos em AP (alta pressão) = 1 218 Km
- Estações de Junção (JCT) = 46
- Estações de Seccionamento (BV) = 41
- Estações de Derivação (ICJCT) = 15
- Estações de Regulação e Medida (GRMS) = 70
- Estações de Transferência de Custódia (CTS) = 1

Os gráficos seguintes ilustram a evolução da infra-estrutura desde o ano de 1997.

Extensão da Rede de Transporte



Estações da RNTGN



Principais investimentos

Durante o ano 2007, a REN Gasodutos construiu e comissionou a nova GRMS¹⁰ 05309 - Ponte de Lima, que passou a assegurar o abastecimento de gás natural à respectiva rede de distribuição local, e levou a cabo a expansão da GRMS 12609 - Chaparral, com o objectivo de garantir a satisfação do aumento de consumos nos diversos pontos de entrega existentes na Refinaria de Sines.

Complementarmente, a REN Gasodutos completou a elaboração de diversos projectos de engenharia de detalhe, inseridos no âmbito do desenvolvimento de novos pontos de ligação à RNTGN, incluídos num plano intercalar de investimentos na RNTIAT, preparado em antecipação dos requisitos previstos na legislação e na regulamentação do sector.

Este plano intercalar de investimentos contempla, como classes de empreendimentos mais relevantes, os seguintes projectos:

- construção de infra-estruturas de ligação a novos clientes alimentados em alta pressão, directamente a partir da RNTGN, incluindo as futuras centrais de ciclo combinado já autorizadas pelas entidades oficiais competentes, a construir em Sines, Lares, Lavos e Pego;
- projectos de ligação à RNDGN (novas GRMS para redes de distribuição);
- projectos de expansão da capacidade de transporte da RNTGN, associados ao crescimento da procura e à evolução previsível das pontas de consumo, incluindo uma estação de compressão, em fase de avaliação;
- projectos de reforço interno/remodelação da RNTGN,

¹⁰ GRMS - Gas Regulating and Metering Station, designação anglo-saxónica que corresponde a estação de regulação e medida de gás.



decorrentes da necessidade de adequação das infra-estruturas aos novos requisitos de operação regulada;

- projectos de desenvolvimento de sistemas de informação para suportar a actividade no novo contexto regulado.

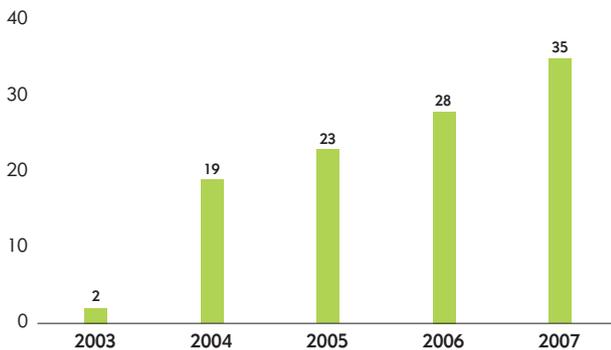
De acordo com o novo enquadramento legal e regulamentar do sector do gás natural, a REN Gasodutos deverá submeter à aprovação da DGEG, até ao final do primeiro trimestre de 2008, o PDIR (Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT) para o período correspondente aos três anos-gás compreendidos entre 1 de Julho de 2008 e 30 de Junho de 2011.

RECEPÇÃO, ARMAZENAGEM E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL

Descarga de navios

O ano 2007 fica marcado pela recepção do centésimo navio metaneiro em 16 de Outubro, o "Port Harcourt", quatro anos após a recepção do primeiro navio no Terminal, em 23 de Outubro de 2003.

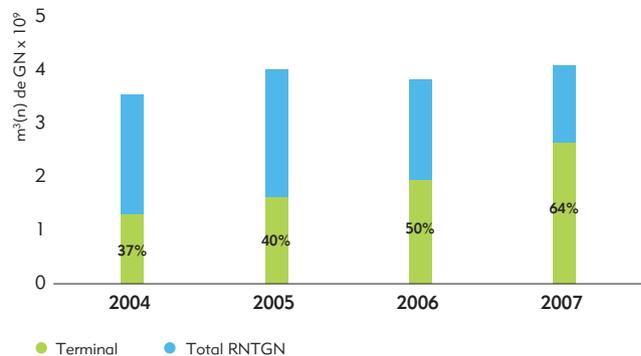
No decorrer de 2007 foram recebidos e descarregados em Sines 35 navios metaneiros procedentes da Nigéria, representando um aumento de cerca de 25% relativamente a 2006, confirmando a tendência de crescimento da actividade do Terminal de Gás Natural Liquefeito da REN Atlântico.



Navio LNG Port Harcourt

O total de energia recebida foi de 31,3 mil GWh, a que corresponde um montante de 4,6 Mm³ de GNL. A energia entrada no Terminal de Sines representou 66% do total de GN a provisionado durante o ano 2007 (excluindo trânsito internacional). O gráfico seguinte ilustra a evolução da importância estratégica do Terminal de Sines no SNGN.

Evolução da repartição de entradas no SNGN



O tempo médio efectivo de descarga foi de 19 horas e um quarto, menos uma hora que no ano anterior, reflectindo uma melhoria contínua de processos sem nunca perder de vista a componente da segurança.

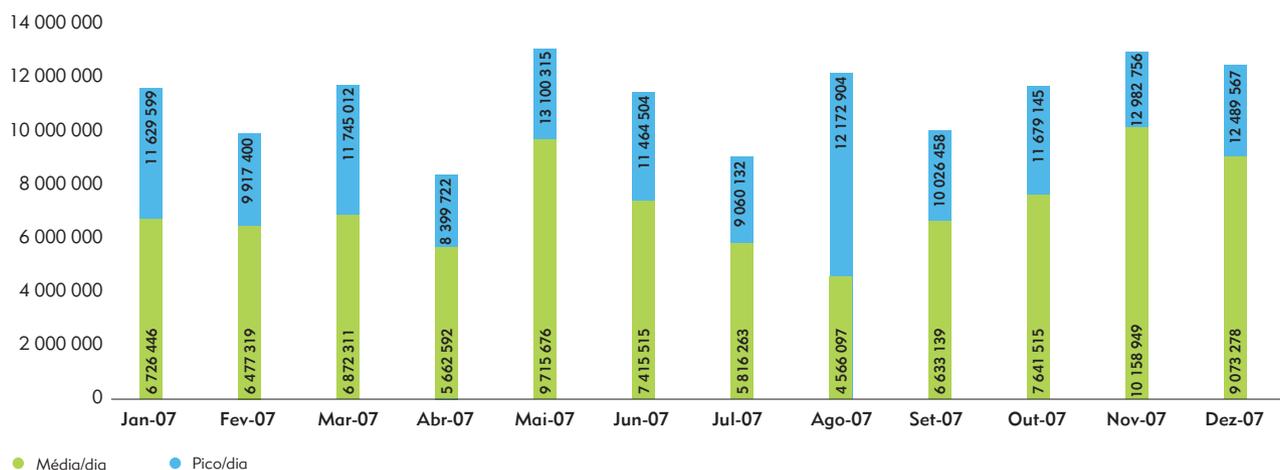
Emissão de GN para a rede

Em 2007, foram emitidos para a RNTGN 31,5 mil GWh, correspondendo a 2,6 bcm de GN.

Apesar do crescimento sustentado do abastecimento a partir de Sines, a actividade do Terminal continua muito condicionada às necessidades de pico do sistema, estando as nomeações associadas ao levantamento de quantidades de gás pelo mercado eléctrico e a ciclos semanais de oscilação do consumo.

Como reflexo desta situação, a emissão máxima diária de GN a partir do Terminal, 13,1 Mm³(n), foi alcançada no dia 17 de Maio, para uma emissão média diária anual de 7,2 Mm³(n) a que corresponde uma modulação de 55%, bastante superior à registada em anos anteriores. Tal deve-se sobretudo ao aumento da actividade do Terminal GNL de Sines, permitindo assim o funcionamento em patamares de eficiência superiores.

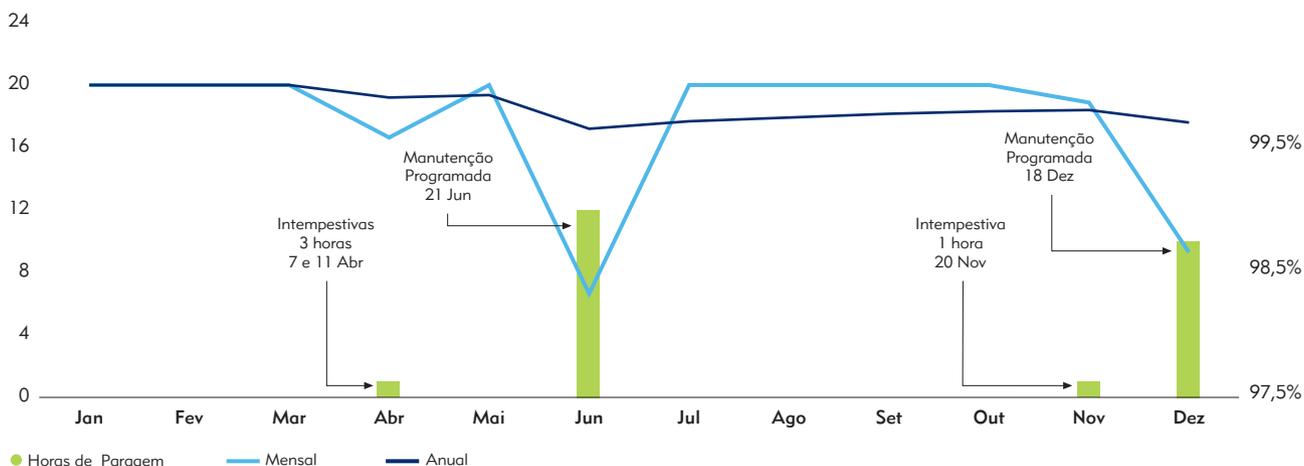
Modulação diária



Em 2007 foi garantida a emissão de GN durante 8 734 horas, de um total anual de 8 760 horas, o que equivale a um factor de disponibilidade de 99,7%. As 26 horas de paragem deveram-se fundamentalmente a duas paragens programadas para manutenção. Destas, apenas quatro horas resultam de situações não previstas.

Os níveis de disponibilidade acumulada do Terminal de GNL de Sines apresentaram, assim, em todos os meses, valores confortavelmente acima dos contratados.

Disponibilidade do terminal





Enchimento de camiões cisterna

A actividade de expedição de Gás Natural Liquefeito por via rodoviária confirmou o crescimento verificado nos últimos anos. O arranque de novas unidades autónomas de abastecimento de gás, sobretudo no norte do país, e a expansão continuada dos abastecimentos ao mercado espanhol, implicou um forte crescimento da actividade de enchimento de camiões cisterna. Com efeito, durante o ano 2007 foram carregadas 2 265 cisternas, contra um total de 1 618 em 2006.

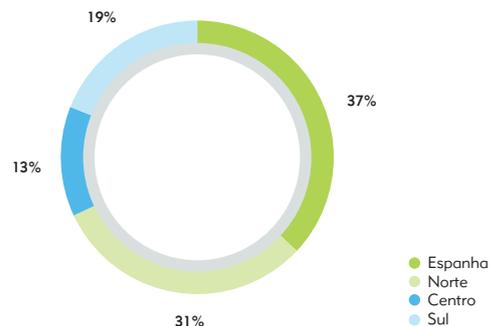
Evolução semestral da quantidade de cisternas carregadas em Sines



Carregamento de cisternas

No gráfico seguinte é possível verificar a importância das cargas com destino a Espanha, que já representam 37% do total do carregamento de cisternas.

Apesar do crescimento desta actividade, as quantidades expedidas por esta via (676 GWh) representam uma percentagem marginal da energia movimentada pelo Terminal (cerca de 2%).



Principais investimentos

Na REN Atlântico, além do investimento em diversos projectos de melhoria da segurança operacional, merece destaque o projecto e a construção do terceiro tanque de armazenagem de GNL, uma infra-estrutura essencial para incrementar a flexibilidade de uso do Terminal.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Durante o ano 2007 foram injectados nesta infra-estrutura 0,9 mil GWh e extraídos 1,3 mil GWh, totalizando um valor de 2,2 mil GWh de gás natural movimentado, o que representa um decréscimo de 3% face ao ano anterior, em resultado das necessidades operacionais dos utilizadores.

No final do ano e comparativamente com o final de 2006 registava-se o seguinte balanço de quantidades armazenadas nas cavidades da REN:

Balanço Total

	31-12-2007		31-12-2006	
	Mm ³ (n)	GWh	Mm ³ (n)	GWh
Total	143,7	1 709,6	171,5	2 042,7

Nota: as quantidades armazenadas referem-se a quantidades globais, incluindo *cushion gas* e capacidade condicionada.

A redução de quantidades armazenadas no final do ano deve-se à gestão efectuada pelos utilizadores das quantidades armazenadas em cada infra-estrutura.

À data de 31 de Dezembro de 2007 as características nominais de capacidade das duas cavidades da REN registavam os seguintes valores:

	Mm ³ (n)	GWh
<i>Cushion gas</i>	73,7	873
Condicionada	23,4	277,8
Operacional	76,7	907,3
Capacidade máxima útil (s/ <i>cushion gas</i>)	100,1	1 185,1

Notas relativas aos quadros anteriores:

Cushion gas - capacidade não utilizável de garantia da integridade estrutural da cavidade

Condicionada - capacidade de utilização condicionada com o máximo de uma semana em cada dez anos

Operacional - capacidade disponível para utilização operacional

Lixiviação

Em 2007 prosseguiu o processo de lixiviação da cavidade TGC-4.

A construção desta infra-estrutura está a decorrer de acordo com o planeado, tendo-se atingido um volume geométrico de cerca de 509 790 m³ no final do ano com uma revisão em alta do volume final para 690 000 m³.

Prevê-se para o ano 2008 o início da lixiviação de uma cavidade para a Transgás Armazenagem (TGC-2).

Principais Investimentos

Na REN Armazenagem, ao nível dos projectos de investimento previstos, destacam-se a finalização da construção da Cavidade TGC-4, incluindo a aquisição do *cushion gas* e o aumento da capacidade de lixiviação e de injeção e extracção de gás.

TELECOMUNICAÇÕES E SISTEMAS DE INFORMAÇÃO

O ano 2007 caracterizou-se pelo desenvolvimento de projectos que se apresentavam como fundamentais para a consolidação do Grupo REN.

Estes projectos abrangeram as diversas vertentes tecnológicas da área de Sistemas de Informação, designadamente, Telecomunicações e Informática.

No âmbito da Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS), tendo em vista o reforço dos meios de gestão e manutenção dos sistemas críticos da RNT (Protecções, Comando e Controlo, Gestor do Sistema, Telecontagem, etc.), foram lançados os seguintes projectos:

- expansão da Rede de Serviços de Segurança (RSS) a 28 novas instalações, as quais, associadas às já existentes, permitirão a cobertura de um total de 55 nós ao longo do país;
- expansão da Rede de SDH/DWDM a novas subestações e sua utilização como plataforma de suporte à Rede de Serviços de Segurança (RSS);
- remodelação e reforço da Rede de Feixes Hertzianos, integrando-a na rede de SDH¹¹, com consolidação dos sistemas de gestão;
- renovação e reforço da rede de Teleprotecções, com interfaces de alto débito, e sua integração nos sistemas de gestão em exploração.

No âmbito dos Sistemas Corporativos, e de forma a cumprir os objectivos de consolidação e optimização de recursos, foram lançados diversos projectos estruturantes, designadamente:

- novo sítio institucional do Grupo REN, acompanhando o processo da OPV;
- implementação da Plataforma de Acesso Corporativo à Internet;
- portal do Grupo REN, incluindo a renovação da plataforma de Intranet;
- reforço e criação de redundâncias da rede de acesso do Grupo REN ao exterior;
- implementação do ERP do Grupo REN, consolidando os vários sistemas existentes nas empresas numa arquitectura de *Metro Cluster*;
- reforço da plataforma SIME, tendo em vista o suporte às novas funcionalidades para o mercado de energia;
- criação do novo *Datacenter* no edifício sede do Grupo REN, optimizando as condições de exploração dos sistemas e racionalizando a utilização de espaços naquela instalação.

No âmbito do MIBEL, foi implementada a rede de comunicações redundante entre os *players* do Mercado Ibérico (REN, OMIP, REE e OMEL), para suporte aos fluxos de informação necessários à operação do mercado e das redes de transporte de energia.

Prosseguindo a política de reforço dos meios de gestão e controlo dos sistemas de informação, procedeu-se ao reforço e descentralização das infra-estruturas do *Helpdesk* numa perspectiva de apoio global ao nível do Grupo, potenciando o sítio de *Disaster Recovery* com esta função.

Foram, ainda, reforçados os meios de acesso remoto para manutenção, permitindo a diminuição de tempos de resposta e racionalizando os custos.

¹¹ Synchronous Digital Hierarchy



No que respeita à modernização dos meios oferecidos à exploração da RNT, salienta-se a entrada em serviço da rede IP/MPLS, suportada na RSS, com serviços de video-vigilância, telecontagem, gestão de sistemas de alimentação e aplicações corporativas nas diversas instalações da REN.

Relativamente à vertente de prestação de serviços, verificou-se um crescimento de actividade nas áreas de apoio Técnico e de Consultoria.

REN TRADING

Introdução

No contexto da cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), o Governo determinou que os CAE não sujeitos a cessação antecipada fossem geridos até ao seu termo por uma entidade específica, constituída no seio do Grupo REN. Assim, a REN- Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., constituiu em 13 de Junho de 2007 uma sociedade para, em substituição da actual concessionária da RNT, gerir os CAE não cessados.

A nova sociedade, denominada “REN Trading, S.A.” é detida em 100% pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., e tem como objecto social principal a “compra, venda, importação e exportação de energia eléctrica e a compra e venda de potência e de serviços de sistema no âmbito da gestão dos contratos de aquisição de energia de longo prazo”.

Concretamente, a REN Trading ficou a gerir o CAE celebrado com a Tejo Energia, respeitante ao centro electroprodutor térmico do Pego (600 MW), e o CAE com a Turbogás, respeitante ao centro electroprodutor térmico da Tapada do Outeiro (990 MW). O objectivo principal da empresa é a maximização dos proveitos da venda de energia em mercado e a minimização dos custos com origem naquelas centrais.

Actividade

No âmbito da gestão dos respectivos CAE, a REN Trading adquire a totalidade da energia e serviços de sistema das centrais do Pego e da Turbogás. O controlo diário de toda a informação relevante e a validação da facturação envolvida é da responsabilidade da Gestão de Contratos, que também acompanha o mercado de licenças de emissão de CO₂, fazendo a gestão das alocações e obrigações legais das centrais neste âmbito. Nesta actividade há também que acompanhar os mercados de combustíveis (carvão e gás natural) e seus indexantes, para além do contrato de fornecimento de gás natural estabelecido com a GALP.

A venda de energia eléctrica é efectuada através da

actuação no Mercado Ibérico de Electricidade (colocação de ofertas de venda diárias no OMEL) e de Leilões de Capacidade Virtual (VPP na terminologia anglo-saxónica). Actua-se igualmente no mercado de Serviços de Sistema, onde são solicitadas/contratadas quer regulação secundária (tele-regulação, por parte da central do Pego) quer regulação terciária (variação de carga em tempo real) pelo Gestor de Sistema Português. Estas actividades são desenvolvidas pela Comercialização.

Os benefícios resultantes destas actividades serão repartidos, por imposição legal, entre os consumidores de energia eléctrica e a REN Trading, de acordo com metodologia a ser definida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

RENTELECOM - COMUNICAÇÕES, S.A.

A RENTELECOM, criada para rentabilizar a capacidade excedentária da Rede de Telecomunicações de Segurança da REN Eléctrica, viu em 2007 a sua actividade alargar-se às outras empresas do Grupo, designadamente à REN Gasodutos.

Para garantir a sua sustentabilidade num mercado tão competitivo, a RENTELECOM, apostando na diversificação de serviços, desenvolveu acções no sentido da minimização do efeito provocado pela quebra de receitas verificadas nos segmentos de fibra óptica e aluguer de circuitos.

Assim, em 2007, a RENTELECOM reforçou a sua actividade, destacando-se como fornecedor e prestador de outros serviços no âmbito dos Sistemas de Informação para o sector energético, incluindo consultadoria, aluguer de espaços técnicos e serviços de gestão e manutenção de Sistemas, designadamente, às empresas de Gás do Grupo e aos promotores eólicos.

A RENTELECOM estabeleceu, ainda, presença junto duma *carrier house*, com o objectivo de potenciar e sustentar a sua capacidade de oferta.

Salienta-se, também, o esforço efectuado na contratualização dos serviços prestados, através da duplicação do número de contratos, facto que contribuiu para uma estabilização da receita base.

Realça-se que o contrato estabelecido com a casa-mãe para a cedência de recursos humanos revelou-se suficiente para as necessidades verificadas em 2007.

Para 2008, prevê-se um crescimento da actividade com a celebração de novos contratos e de novos desafios, conjugados com a procura de novos mercados no sector dos sistemas de informação, tendo por referência o mercado associado ao sector energético.

OMIP - OPERADOR DO MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA (PÓLO PORTUGUÊS), S.A.

O ano 2007 representa o segundo ano de actividade das sociedades OMIP e OMIClear no desempenho das funções cometidas ao pólo português do Operador do Mercado Ibérico de Electricidade, no âmbito da negociação e compensação, liquidação e contraparte central do Mercado de Derivados do MIBEL.

Acompanhando os desenvolvimentos relevantes ocorridos no Mercado Ibérico de Electricidade, o exercício de 2007 fica marcado pela consolidação do OMIP e da OMIClear como entidades de referência do MIBEL na operação dos mercados de produtos a prazo, através de uma estratégia, visando os seguintes objectivos:

- reconhecimento dos produtos e preços do OMIP e da OMIClear como referência no âmbito do MIBEL;
- incremento do número de membros;
- aumento dos volumes negociados;
- diversificação dos produtos e serviços.

Para a concretização destes objectivos, foi desenvolvido ao longo do ano um conjunto de iniciativas de *marketing* e de desenvolvimento de produtos e de sistemas, de que se salientam os seguintes tópicos:

- forte aposta em acções de *marketing* junto dos membros, tendentes a promover a imagem do OMIP e da OMIClear como operadores de referência no âmbito dos produtos a prazo do MIBEL;
- celebração de um contrato de *Market Maker* com a Sempra Energy Europe;
- melhoria do desenho dos produtos, nomeadamente o modelo dos leilões com participação obrigatória dos Distribuidores bem como a implementação do fraccionamento (*Cascading*) dos contratos de futuros, permitindo introduzir novas oportunidades de renegociação de posições assumidas;
- desenvolvimento de soluções conceptuais e informáticas para leilões de capacidade virtual de produção (*Virtual Power Plant - VPP*) e para liquidação, compensação e gestão de garantias para o mercado de VPP e de direitos de capacidade de transporte, nomeadamente na interligação;
- integração do mercado de derivados do MIBEL na plataforma de referência na negociação de derivados sobre produtos energéticos *Trayport Trading Gateway*;
- desenvolvimento da aplicação *CrossClear*, para suporte da liquidação, compensação e gestão de garantias dos mercados VPP e de direitos de capacidade de transporte;
- melhorias operacionais para a actuação dos agentes, nomeadamente o alargamento do horário de negociação e a integração da gestão das garantias devidas pelos agentes para todos os produtos e serviços prestados pelo OMIP.

Os resultados obtidos no mercado de futuros traduzem uma evolução francamente positiva dos principais indicadores de actividade, nomeadamente o número de membros, os volumes e o valor notional transaccionados:

Principais indicadores de actividade

	2007	2006
Volume transaccionado (TWh)	23	5,4
Valor notional negociado (M€)	1 123	302
Número de participantes	34	25

Nota: Os valores de 2006 referem-se ao período de 3 de Julho (início do mercado) a 31 de Dezembro

Relativamente aos membros, no final de 2007 tinham aderido ao Mercado de derivados do MIBEL 34 entidades, nas diferentes modalidades de Membro Negociador, Membro Compensador (Geral e Directo), Agente de Liquidação Física e Agente de Liquidação Financeira. A evolução positiva do número de membros registados em 2007, face a 2006, bem como a grande diversidade das proveniências destes operadores (Espanha, Portugal, Reino Unido, Suíça, Alemanha, Bélgica e Estados Unidos) constitui um sinal muito promissor sobre o grau de afirmação do OMIP e da OMIClear como operadores do mercado a prazo e da câmara de compensação no âmbito do MIBEL.

A qualidade dos preços produzidos por uma bolsa constitui um indicador essencial do funcionamento do respectivo mercado. No caso do OMIP, a evolução positiva do número de participantes constitui um factor relevante para a credibilidade e afirmação do Mercado de Derivados do MIBEL como mercado de referência para a fixação de preços da energia eléctrica a prazo. Apresenta-se nos gráficos das páginas seguintes a evolução da cotação dos contratos anual e trimestral ao longo do ano 2007, no OMIP e nas congéneres Powernext e EEX.





Membros do OMIP e OMIClear no final de 2007



Preços do contrato de 2008 no OMIP, Powernext e EEX



Preços dos contratos "Trimestre seguinte" no OMIP, Powernext e EEX





O ano 2007 fica também marcado pela evolução positiva dos resultados da estratégia de diversificação do OMIP e da OMIClear. De facto, foi possível iniciar a prestação de novos serviços, fora do âmbito estrito do mercado de derivados do MIBEL, merecendo particular destaque:

- a gestão dos leilões de capacidade virtual de produção (*Virtual Power Plant* - VPP) realizados pela REN Trading, S.A., bem como dos respectivos processos de adesão e subsequente liquidação, compensação e gestão de garantias;
- gestão de garantias de agentes participantes nos leilões CESUR (Contratos de Energia para Suministro de Último Recurso), realizados em Espanha;
- gestão de garantias devidas ao Operador de Sistema português por agentes participantes no mercado português.

No âmbito institucional, destaca-se o Plano de Compatibilização Regulatória entre Portugal e Espanha, firmado em Lisboa em 8 de Março de 2007 pelos Ministros português e espanhol responsáveis pela área da energia, o qual irá ter um impacto significativo na vida do mercado ibérico de electricidade e na actividade das suas bolsas.

Com efeito, foi definido o modelo de integração dos dois pólos do Operador do Mercado Ibérico (OMI), bem como as restrições à participação no seu capital. Assim, a organização do OMI assentará em duas *holdings* accionistas com sede em Portugal e Espanha, que deterão 50% das sociedades gestoras dos mercados, sendo geridas por um Conselho de Administração comum. Os Governos de Portugal e Espanha acordaram ainda autorizar a participação dos operadores de sistema (REN e REE) em cada uma das *holdings* accionistas até um máximo de 10%, decisão que representa um reconhecimento do papel importante destas entidades na vida do OMI.

Aguardando-se que as medidas previstas no referido plano sejam introduzidas no Acordo Internacional relativo ao MIBEL, o ano 2008 perspectiva-se como um período de grandes desafios para o OMIP e para a OMIClear, de que se salientam a integração com o OMEL e a dispersão de capital por parte da REN.

Neste quadro, os desafios passam pela afirmação do Mercado de Derivados do MIBEL, como um mercado de referência para a indústria da electricidade na Península Ibérica, e pela continuação da aposta na diversificação da carteira de produtos e serviços do OMIP e da OMIClear, como meios de valorização das duas sociedades constituintes do Pólo Português do futuro OMI - Operador do Mercado Ibérico.

EVOLUÇÃO ECONÓMICA E FINANCEIRA

Síntese da actividade no ano

O exercício de 2007 corresponde ao primeiro ano completo da nova REN, integrando sob a mesma empresa as actividades de electricidade (transmissão, gestão do sistema e compra e venda de energia dos CAE) e de gás natural (transporte, armazenagem subterrânea e recepção e regaseificação de GNL).

Além desta alteração no perímetro de actividades da REN, houve uma mudança significativa ao nível da área da electricidade, motivada pela entrada em funcionamento do mercado ibérico de electricidade, a partir de 1 de Julho de 2007, em simultâneo com a cessação da maior parte dos Contratos de Aquisição de Electricidade (CAE); em resposta a essa alteração a estrutura do Grupo foi ajustada, tendo sido criada a REN Trading, para a qual foi transferida a gestão dos dois CAE ainda em vigor. A actividade de compra e venda de energia reduziu-se portanto substancialmente e ficou separada das actividades de transporte e de gestão do sistema eléctrico.

O resultado líquido do exercício situou-se em 145,2 M€, dos quais 80,9 M€ gerados na área de electricidade, 36,3 M€ na área do gás natural, e 28 M€ nas outras actividades do Grupo (SGPS, telecomunicações, OMIP e OMIClear).

Custos e proveitos consolidados

No quadro seguinte pode observar-se a demonstração de resultados da REN em 2007 e em 2006. A comparação entre os dois anos é muito distorcida pela referida modificação do perímetro do Grupo, através da compra à GALP dos activos relacionados com o gás natural, efectuada em 26 de Setembro de 2006, e da simultânea venda à Amorim Energia, B.V., da participação de 18,3% que a REN detinha na GALP Energia, SGPS, S.A.



Demonstração dos resultados

Un: Milhões de euros

Rubricas	2007	2006
Vendas e Prestações de Serviços	554,7	387,7
Outros proveitos operacionais	47,1	604,4
Ganhos em <i>joint ventures</i> do gás	8,9	2,6
Proveitos operacionais	610,7	994,7
Custos com o pessoal	(42,6)	(34,0)
Fornecimentos e Serviços Externos	(145,5)	(130,9)
Custos operacionais	(48,6)	(120,2)
Amortizações	(123,9)	(96,3)
Variação das provisões	14,9	(42,6)
Custos operacionais	(345,7)	(423,9)
EBIT	265,0	570,8
Amortizações	123,9	96,3
Provisões	(14,9)	42,6
EBITDA	374,1	709,7
Dividendos GALP		40,7
Resultados financeiros	(77,5)	(41,6)
Resultado antes de impostos	187,5	569,9
Imposto sobre o rendimento	(42,3)	(73,3)
Resultado líquido no exercício	145,2	496,6
Itens não recorrentes no EBITDA	63,6	466,0
EBITDA corrigido	310,5	243,7

No ano 2007, os proveitos operacionais ascenderam a 610,7 M€, dos quais 554,7 M€ corresponderam a “Vendas e Prestações de serviços”, e 47 M€ a outros proveitos operacionais. Estes incluem a margem da actividade de compra e venda de energia dos CAE, no montante de 16,4 M€. Recorde-se que essa margem ocorreu exclusivamente durante a primeira metade do ano, já que no segundo semestre a ERSE não reconheceu qualquer margem para essa actividade. É de referir ainda que no ano 2006, os proveitos da actividade de *trading* haviam atingido 46,1 M€.

Nos custos operacionais destacam-se as rubricas de “Fornecimentos e Serviços Externos”, que em 2007 atingiu o montante de 145,5 M€, “Custos com o Pessoal”, que ascendeu a 42,6 M€, e “Amortizações”, que atingiu 123,9 M€.

O quadro seguinte mostra como se repartem estas rubricas de custos por segmento de negócio:

As amortizações do segmento da electricidade (as únicas verdadeiramente comparáveis) apresentam um crescimento de 4,4%, relativamente ao ano anterior, fruto do acréscimo de investimento concluído em 2007.

A variação de provisões (-14,9 M€) resulta do efeito conjugado da anulação da provisão constituída em 2006 para fazer face ao litígio com a Amorim Energia, B.V., relativo ao dividendo da GALP Energia, SGPS, S.A., em 2005 (40,7 M€), e da constituição de uma provisão de 25,3 M€ para fazer face ao desvio excedentário resultante das tarifas fixadas pela ERSE em 2007, o qual, segundo o Regulamento Tarifário, tem que ser devolvido à tarifa em 2009.

Resultado Operacional e EBITDA

O EBIT do Grupo ascendeu a 265 M€. A contribuição das diferentes áreas de negócio da REN para aquele valor global foi: 166,1 M€ proveniente do segmento do negócio da electricidade, 64,4 M€ relativos ao segmento do negó-

Rubricas	Electricidade	Gás	Outros	Totais
Fornecimentos e Serviços Externos	105 378	33 448	6 640	145 466
Custos com o pessoal	28 864	10 448	3 308	42 620
Amortizações	78 913	44 403	603	123 919

Un: Mil euros



cio do gás, e 34,5 M€ das restantes áreas de actividade (SGPS, RENTELECOM, OMIP e OMIClear).

O EBITDA corrigido apresentou um valor de 310,5 M€, que compara com um valor de 243,7 M€ em 2006. Este crescimento foi possível, apesar da redução da actividade de *trading* e da redução da remuneração dos terrenos do domínio hídrico, graças à contribuição de um ano completo do negócio do gás natural, contra apenas três meses em 2006.

Os itens não recorrentes mais significativos foram: em 2006, os diversos movimentos relacionados com a compra dos activos do gás e venda simultânea da participação na GALP Energia, SGPS, S.A., o pagamento retroactivo de rendas de terrenos de anos anteriores a 2006 e ainda o impacto da redução por via legal da taxa de remuneração dos terrenos de domínio hídrico; em 2007, a anulação da provisão criada para cobertura do litígio com a Amorim Energia, B.V., a venda de activos e a provisão para anular o excedente tarifário recebido.

Resultado do exercício e resultado por acção

O resultado antes de impostos foi de 187,5 M€. A taxa efectiva de imposto cifrou-se em 22,5%, o que conduz a um resultado líquido de 145,2 M€.

No início de 2007 a REN procedeu a um *stock split*, que elevou o número de acções de 106,8 milhões para os actuais 534 milhões.

Dos números acima decorre um resultado por acção de 0,27 €.

No balanço da empresa, na rubrica de “activos fixos líquidos” incluem-se os imobilizados em curso, que atingiram 160,3 M€ em 31 de Dezembro de 2007, contra 142,2 M€ à mesma data em 2006.

Para efeitos do cálculo dos proveitos regulados, os activos líquidos relevantes foram, em 2007, de 1 567,6 M€ para a elec-

tricidade e de 958,1 M€ para o gás. Estes valores resultam da média mensal dos activos regulatórios ao longo do ano.

Para efeitos do apuramento dos activos que servem de base ao cálculo do resultado permitido, aos activos em exploração é deduzido o valor dos activos não regulados e o valor líquido dos subsídios ao investimento.

Nos activos financeiros disponíveis para venda o crescimento avulta a participação de 1% do capital social da Red Eléctrica de España, com um valor de balanço a 31 de Dezembro de 2007 de 58,5 M€.

Foram também consideradas em balanço (na rubrica de “Fornecedores e outras contas a pagar”) as verbas recebidas a título de renda de congestionamento nas interligações, 23,2 M€, e as verbas recebidas via tarifa para o Plano de Promoção da Eficiência ao Consumo, 10 M€.

O défice tarifário, incluindo a recuperação da remuneração dos terrenos de 1999 a 2003, atingiu em 31 de Dezembro de 2007 o valor de 466,2 M€. Este valor será recuperado expectavelmente no exercício de 2008, segundo o documento da ERSE que fixou as tarifas eléctricas para 2008.

O valor global de défice e desvios tarifários era em 31 de Dezembro de 494,1 M€, e encontra-se no balanço nas rubricas de “Clientes e outras contas a receber”. Note-se que aquele valor se reporta às normas internacionais (IFRS), enquanto de acordo com as regras da contabilidade regulada, o valor correspondente é de 524,1 M€.

Investimento

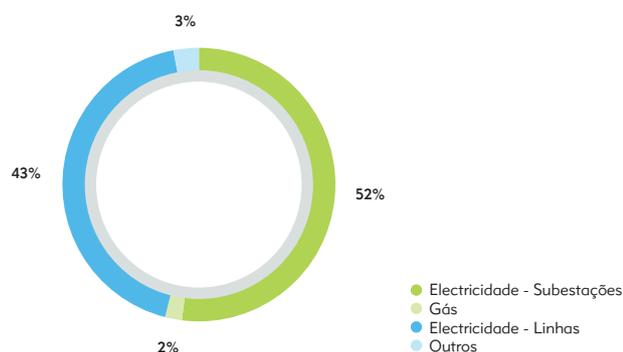
O investimento em imobilizado corpóreo realizado pela REN em 2007 ascendeu a 249,9 M€. Se a este valor acrescentarmos o da aquisição da participação no capital da Red Eléctrica de España (49,9 M€) e o pagamento à GALP Energia, SGPS, S.A. do acerto final do valor da aquisição dos activos do gás (24 M€), o investimento totaliza 323,8 M€.

O valor do investimento em imobilizado corpóreo resulta de 6,1 M€ na área do gás e 243,3 M€ na área da electricidade. A desagregação por finalidade do investimento realizado é apresentada no quadro seguinte:

Balanço		Un: Milhões de euros	
Rubricas	2007	2006	
Activos fixos líquidos	3 086,1	2 980,3	
Activos financeiros disponíveis para venda	59,6	1,0	
Participação em <i>joint ventures</i>	9,0	8,6	
Provisões	(58,9)	(83,1)	
Capital circulante líquido	140,3	38,7	
Outros	(298,8)	(177,7)	
Capital investido	2 937,4	2 767,9	
Dívida financeira	2 054,9	1 874,9	
<i>Leasings</i>	2,2	2,1	
Caixa e equivalentes de caixa	(125,9)	(55,5)	
Dívida líquida	1 931,2	1 821,5	
Interesses minoritários	0,6	0,5	
Capital próprio	1 005,8	945,9	
Fundos de accionistas	1 006,3	946,4	

Sectorios		Un: Mil euros
Área da electricidade	Investimento	Total
Subestações		129 005
Linhas		107 543
Telecomunicações		3 635
Outros		3 204
Subtotal		243 387
Área do gás		6 072
Outros		391
TOTAL		249 850

O quadro seguinte apresenta a distribuição percentual dos investimentos por infra-estrutura.



Os principais investimentos da área do gás são relativos ao reforço de ligações à rede de distribuição com vista a fazer face aos aumentos de consumo, à finalização dos trabalhos de construção da caverna TGC-4, a diversos projectos de engenharia de detalhe para desenvolvimento de novos pontos de ligação à RNTGN e para melhoria da segurança operacional, bem como ao projecto do terceiro tanque de armazenagem, infra-estrutura essencial para a flexibilização do uso do terminal.

Financiamento

Estratégia financeira e evolução da dívida

A dívida financeira líquida consolidada do Grupo ascendeu, no final de 2007, a 1 931,2 M€, tendo registado um acréscimo de 109,7 M€ (6%) face a 2006.

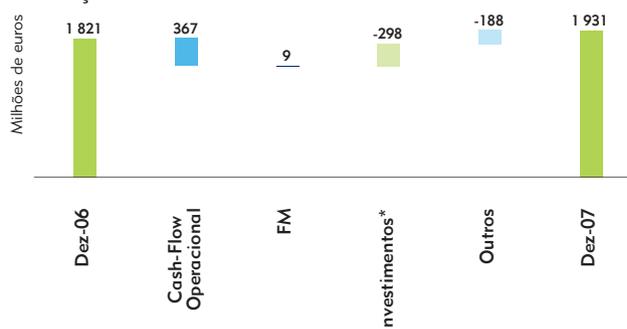
Este aumento de dívida líquida é predominantemente explicável por dois factores: a aquisição da participação de 1% no capital da REE por 49,9 M€; o acerto do preço relativo à aquisição dos activos de gás, da ordem dos 23,6 M€.

Dívida Financeira (IFRS)	2007	2006	Variação		"Peso" 2007
			Absoluta	%	
Dívida financeira líquida	1 931,2	1 821,5	107,1	6,0%	100,0%
Negócio da electricidade	1 427,7	1 414,3	13,4	0,9%	73,9%
Negócio do gás	358,2	409,7	(51,5)	(12,6%)	18,5%
REN SGPS e outros	145,3	0,0	145,3	n.a.	7,5%
Dívida financeira total	2 057,1	1 877,0	180,1	9,6%	100,0%
Negócio da electricidade	1 479,9	1 415,4	64,5	4,6%	71,9%
Negócio do gás	426,9	461,6	(34,7)	(7,5%)	20,8%
REN SGPS e outros	150,3	0,0	150,3	n.a.	7,3%
Aplicações e disponibilidades	125,9	55,5	70,4	127,0%	100,0%
Negócio da electricidade	52,1	1,0	51,1	4908,6%	41,4%
Negócio do gás	68,7	51,9	16,8	32,4%	54,6%
REN SGPS e outros	5,1	2,5	2,5	100,3%	4,0%

Un: Milhões de euros



Evolução da dívida



* Inclui o investimento financeiro



No final de 2007 o “negócio da electricidade” concentrava 73,9% da dívida financeira líquida do Grupo, cabendo ao “negócio do gás” e à “REN SGPS e Outros” 18,5% e 7,5%, respectivamente.

Unidade: Milhões de euros

Fontes de financiamento	2007	2006	Variação		“Peso” 2007
			Absoluta	%	
Papel comercial	1 604,4	1 381,8	222,6	16,1%	78,0%
Empréstimos bancários	426,9	461,6	(34,7)	(7,5%)	20,8%
Descobertos bancários	23,7	31,5	(7,8)	(24,8%)	1,2%
Locações financeiras	2,2	2,1	0,1	1,2%	0,1%

O papel comercial¹² representava, no final de 2007, 78% da dívida financeira do Grupo. Esta concentração da dívida em papel comercial justifica-se pela elevada flexibilidade que este instrumento confere à gestão financeira, aspecto que ganha especial relevância num período em que o Grupo prepara a reestruturação da sua dívida.

Alcançada a estabilização da nova realidade empresarial do Grupo, após a integração das concessões do gás natural, iniciou-se, em 2007, o processo de reestruturação da dívida financeira, que passa por garantir os seguintes objectivos:

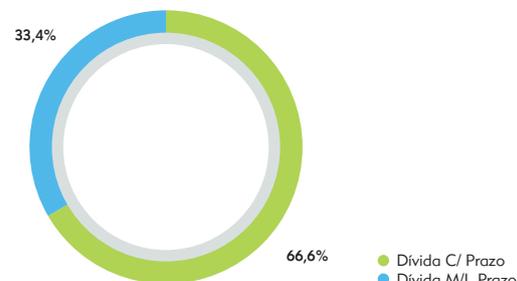
- maior adequação da maturidade média da dívida do Grupo ao horizonte temporal dos seus activos;
- redução do risco de refinanciamento;
- gestão do risco de taxa de juro numa óptica integrada, tendo em conta o enquadramento regulatório dos “negócios da electricidade e do gás” (fixação trianual da taxa de remuneração dos activos em função do WACC);
- Optimização da gestão das necessidades de financiamento e das disponibilidades do Grupo numa óptica integrada.

A concretização destes objectivos passa por garantir:

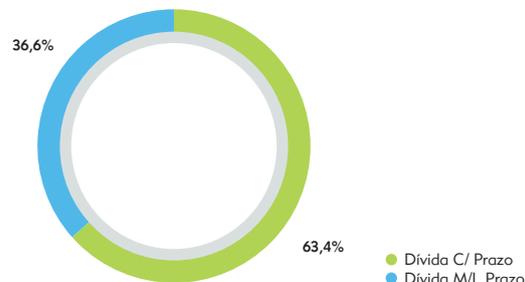
- a obtenção da notação de *rating* internacional;
- a sediação na REN SGPS da dívida existente nas subsidiárias;
- a extensão da maturidade média da dívida do Grupo através do refinanciamento da maior parte do papel comercial existente.

Os empréstimos bancários concentram-se exclusivamente no “negócio do gás” e representam, fundamentalmente, dívida de médio/longo prazo contratada ao BEI - Banco Europeu de Investimento.

2007



2006



A estrutura da dívida do Grupo em termos de prazo não sofreu oscilações significativas em relação a 2006, mantendo-se essencialmente concentrada no curto prazo.

Os encargos da dívida financeira¹³ conheceram, em 2007, um elevado acréscimo face ao ano anterior: em 2006, os encargos financeiros totalizaram 47,3 M€ e, em 2007, 89 M€, ou seja, um aumento de 41,7 M€.

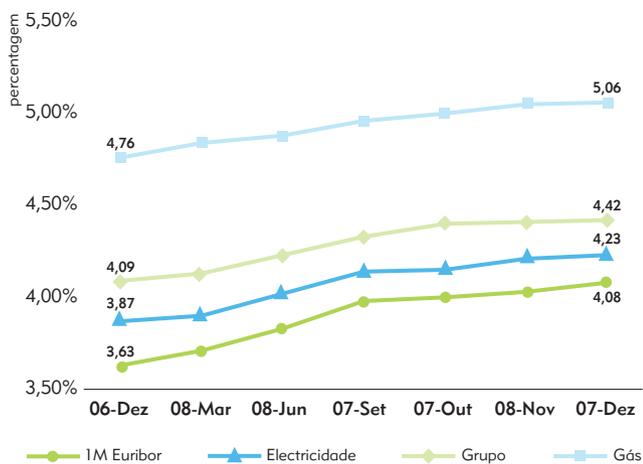
¹² Os programas de papel comercial do Grupo REN têm garantia de subscrição.

¹³ Os encargos financeiros considerados, além dos juros e das comissões, incluem a fiscalidade associada às diferentes fontes de financiamento.

Importa, no entanto, salientar que o nível de encargos financeiros de 2006 não é directamente comparável com o registo de 2007: a integração dos activos de gás ocorreu em 26 de Setembro de 2006, pelo que os encargos financeiros afectos ao “negócio do gás” contabilizados nesse ano respeitam a um período de somente três meses, quando em 2007 respeitam a um ano completo. Saliente-se a este propósito que o impacto líquido no endividamento do Grupo das operações relacionadas com a integração do “negócio do gás” foi da ordem dos 400 M€.

Assim, o incremento dos encargos financeiros explica-se, fundamentalmente, pela conjugação de dois factores:

- o acréscimo significativo do endividamento médio anual do Grupo, fruto da aquisição do negócio do gás em Setembro de 2006;
- o agravamento generalizado das taxas de juro de mercado.



O custo médio de financiamento do Grupo registou, em 2007, um acréscimo de 1,15 p.p. face a 2006 (3,27% p.a., em 2006, contra 4,42% p.a., em 2007), justificado pelo incremento generalizado das taxas de juro de mercado. O aumento do custo médio de financiamento do Grupo teve um impacto nos seus encargos financeiros da ordem dos 22,8 M€. Este acréscimo não se mostrou mais acentuado porque o Grupo REN obteve poupanças significativas através da renegociação das condições junto da banca comercial, nomeadamente nos seus programas de papel comercial e das comissões de garantia associadas aos empréstimos do BEI.

CONSIDERAÇÕES FINAIS E PERSPECTIVAS PARA 2008

Perspectivas para o ano 2008

Concretizada em 2006 a aquisição dos activos regulados de gás, a REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., criada em 5 de Janeiro de 2007, assumiu, directamente através das respectivas participadas, a responsabilidade das concessões da gestão dos sistemas de transporte de electricidade e de gás natural em alta pressão (incluindo o respectivo armazenamento). O ano 2008 exigirá, do Grupo REN, a continuação do esforço de integração dos vários negócios agora existentes.

Entretanto, a REN SGPS, S.A. (REN), através da sua participada REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., continuará, em 2008, o esforço de desenvolvimento das infra-estruturas da rede de transporte de electricidade para acomodar o crescimento da produção de energia renovável, sobretudo eólica, e a entrada de novos centros de produção a gás. O esforço de investimento dirigir-se-á, ainda, para o reforço da capacidade técnica da interligação entre Portugal e Espanha, dando resposta às necessidades decorrentes do desenvolvimento do MIBEL.

No sector de gás natural, o ano 2008 será marcado por uma aceleração do esforço de investimento, de que se destaca o início da construção do terceiro tanque do terminal de Sines, a construção das interligações às novas centrais de gás e a continuação do esforço de desenvolvimento de cavernas de armazenagem.

No domínio dos sistemas de gestão da qualidade, ambiente, segurança e da responsabilidade social, o ano 2008 constituirá uma base de partida para o aprofundamento e consolidação desses sistemas, perspectivando-se a extensão do âmbito das certificações existentes à grande maioria das empresas do Grupo.

A REN adquiriu em 2007 uma participação na REE (Red Eléctrica de España), prosseguindo o objectivo de estabelecimento de uma parceria estratégica com esta empresa. Em 2008, a REN pretende continuar a aprofundar a colaboração actualmente existente com a Enagás, incluindo um cruzamento de participações qualificadas nos seus capitais sociais, em conformidade com as regras legais de Portugal e Espanha e com os estatutos de cada uma das sociedades.

A constituição, em Junho de 2007, da REN Serviços, insere-se na preocupação de maior racionalidade económica na gestão das actividades de *back-office* comuns. Com a entrada em operação desta empresa, que se prevê venha a acontecer na primeira metade de 2008, um conjunto de actividades de apoio existentes nas várias empresas do Grupo passa



a estar centralizado nesta estrutura, o que permitirá economias de escala e de gama, cujos efeitos se deverão fazer sentir num futuro próximo.

Em 2008, a REN pretende ainda apresentar ao regulador propostas de alteração para o próximo período regulatório, que incluirão a introdução de incentivos de eficiência, a repartir entre a empresa e os consumidores, em linha com o compromisso assumido aquando da oferta pública de venda inicial (OPV).

Por último, a REN tem em curso uma acção de obtenção de *rating* internacional, que se prevê estar concluída na primeira metade de 2008. Isto possibilitará à empresa recorrer à emissão de obrigações no mercado de capitais internacional, permitindo assim uma eficiente reestruturação da sua dívida actual.

PROPOSTA DE APLICAÇÃO DE RESULTADOS

O Conselho de Administração, nos termos do Art.º 15º dos Estatutos da REN SGPS, S.A., propõe que o Resultado Líquido do Exercício de 2007, apurado nas contas individuais, segundo as normas do Plano Oficial de Contabilidade, no valor de 121 681 442 € (cento e vinte e um milhões, seiscentos e oitenta e um mil, quatrocentos e quarenta e dois euros), tenha a seguinte aplicação:

- para Reserva Legal, 6 084 072 € (seis milhões, oitenta e quatro mil, setenta e dois euros);
- para Outras Reservas, 19 225 668 € (dezanove milhões, duzentos e vinte e cinco mil, seiscentos e sessenta e oito euros);
- para Dividendos, 87 000 000 € (oitenta e sete milhões de euros);
- para Resultados Transitados, 9 371 702 € (nove milhões, trezentos e setenta e um mil, setecentos e dois euros).



Nota Final

O Conselho de Administração expressa o seu reconhecimento a todos os que, ao longo do exercício de 2007, apoiaram na prossecução dos objectivos fixados para a empresa.

Aos Colaboradores da empresa, pela dedicação, empenho e elevado profissionalismo, demonstrados no exercício das suas funções, em consonância com os objectivos estabelecidos.

Aos Accionistas, pelo apoio e confiança demonstrados nos mais diversos momentos da vida da empresa, num ano marcado pela OPV do Grupo e pela completa integração do negócio do gás.

À Comissão de Auditoria, ao Revisor Oficial de Contas e ao Auditor Externo, pela colaboração fundamental prestada, o Conselho de Administração manifesta o seu profundo agradecimento.

Lisboa, 06 de Março de 2007

O Conselho de Administração

José Rodrigues Pereira dos Penedos

Aníbal Durães dos Santos

Vitor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista

Rui Manuel Janes Cartaxo

Fernando Henrique Viana Soares Carneiro

Luís Maria Atienza Serna

Gonçalo José Zambrano de Oliveira

Manuel Carlos Mello Champalimaud

José Luís Alvim Marinho

José Frederico Vieira Jordão





**Demonstrações
Financeiras Consolidadas**

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

BALANÇO CONSOLIDADO

Balanço consolidado a 31 de Dezembro de 2007

Unidade: Mil euros

	Nota	2007	2006 Re-expresso	2006
ACTIVO				
Não corrente				
Activos fixos tangíveis	8	2 654 320	2 512 406	2 523 496
Goodwill		3 774	3 774	
Propriedades de investimento	9	427 599	464 136	464 136
Participação em <i>joint ventures</i>	10	9 025	8 620	2 577
Activos por impostos diferidos	11	19 416	19 672	19 647
Activos financeiros disponíveis para venda	12	59 567	1 033	1 033
Clientes e outras contas a receber	13	100 264	392 103	354 907
		3 273 965	3 401 744	3 365 796
Corrente				
Existências	14	3 073	3 089	3 089
Clientes e outras contas a receber	13	511 457	431 311	422 466
Imposto sobre o rendimento a receber		15 354	94	94
Depósitos de garantia recebidos	15	39 765	13 913	13 913
Caixa e equivalentes de caixa	16	125 920	55 482	55 482
		695 569	503 888	495 044
Total do Activo		3 969 534	3 905 632	3 860 840
CAPITAL PRÓPRIO				
Capital e reservas atribuíveis aos detentores de capital				
Capital social	17	534 000	534 000	534 000
Outras reservas	18	152 591	33 634	33 634
Resultados acumulados	18	174 033	(30 959)	(30 959)
Resultado do período atribuível a detentores de capital	18	145 150	496 189	496 046
		1 005 774	1 032 864	1 032 721
Dividendos antecipados		0	(87 000)	(87 000)
		1 005 774	945 864	945 721
Interesses minoritários	18	555	500	500
Total capital próprio		1 006 329	946 364	946 221
PASSIVO				
Não corrente				
Empréstimos	19	687 169	686 544	686 544
Passivos por impostos diferidos	11	178 345	197 364	204 901
Obrigações de benefícios de reforma e outros	20	28 016	37 388	37 388
Fornecedores e outras contas a pagar	22	280 585	278 280	211 563
Provisões para outros riscos e encargos	21	30 853	45 731	45 731
		1 204 968	1 245 307	1 186 128
Corrente				
Empréstimos	19	1 369 905	1 193 920	1 193 920
Fornecedores e outras contas a pagar	22	288 778	458 931	473 332
Imposto sobre o rendimento a pagar		59 789	47 197	47 326
Depósitos garantia a pagar		39 765	13 913	13 913
		1 758 237	1 713 961	1 728 491
TOTAL PASSIVO		2 963 205	2 959 268	2 914 619
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO		3 969 534	3 905 632	3 860 840



DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DOS RESULTADOS

Unidade: Mil euros

		Exercício findo em 31 de Dezembro		
	Nota	2007	2006 Re-expresso	2006
Vendas	23	242	112	112
Prestações de serviços	23	554 450	387 608	387 608
Total das vendas e das prestações de serviços		554 692	387 720	387 720
Custo de vendas		(284)	(98)	(98)
Fornecimentos e serviços externos	24	(145 466)	(130 866)	(130 866)
Custos com pessoal	25	(42 619)	(33 979)	(33 979)
Depreciações do exercício		(123 919)	(96 271)	(88 896)
Provisões para passivos e encargos	21	14 878	(42 584)	(42 584)
Imparidade de activos	9	-	(102 476)	(102 476)
Outros custos operacionais	26	(48 282)	(17 654)	(17 654)
Outros proveitos operacionais	26	47 093	645 114	637 552
Total		(298 598)	221 186	220 998
Resultado operacional		256 094	608 906	608 718
Custos de financiamento	27	(82 813)	(42 603)	(42 603)
Proveitos financeiros	27	5 284	1 000	1 000
Ganhos/(perdas) em <i>joint ventures</i>	10	8 896	2 577	2 577
Resultados antes de impostos		187 461	569 880	569 692
Imposto do período	28	(42 253)	(73 258)	(73 213)
RESULTADO LÍQUIDO DO PERÍODO		145 208	496 622	496 479
Atribuível a				
Accionistas do Grupo REN		145 150	496 189	496 046
Interesses Minoritários		58	433	433
Capital durante o ano (expresso em euros por acção)		145 208	496 622	496 479
- básico		0,27	4,65	4,64
- diluído		0,27	4,65	4,64

DEMONSTRAÇÃO DOS RENDIMENTOS E GASTOS RECONHECIDOS NO EXERCÍCIO

Unidade: Mil euros

		Exercício findo em 31 de Dezembro		
	Nota	2007	2006 Re-expresso	2006
Ganhos e perdas actuariais, valor bruto		5 849	5 054	5 054
Ganhos em investimentos disponíveis para venda, valor bruto	13	8 600	(503 075)	(503 075)
Imposto sobre os itens registados directamente em capital	13	(2 689)	65 468	65 468
Resultado reconhecido directamente em capital		11 760	(432 553)	(432 553)
Lucro do período		145 208	496 622	496 479
Resultado total do período		156 967	64 069	63 926
Atribuível a				
Accionistas		156 910	63 636	63 493
Interesses minoritários		58	433	433
		156 967	64 069	63 926



DEMONSTRAÇÃO DE FLUXOS DE CAIXA CONSOLIDADOS

Unidade: Mil euros

	Exercício findo em 31 de Dezembro	
	2007	2006
Fluxos de caixa das actividades operacionais		
Recebimentos de clientes	2 220 484	3 093 656
Pagamentos a fornecedores	(1 741 772)	(2 794 972)
Pagamentos ao pessoal	(47 449)	(33 027)
Pagamento do imposto sobre o rendimento	(64 236)	(10 479)
Fluxos de caixa líquidos das actividades operacionais	367 027	255 178
Fluxos de caixa das actividades de investimento		
Recebimentos provenientes de		
Investimentos financeiros	600	945 101
Activos fixos tangíveis	70	493
Subsídios ao investimento	12 861	7 123
Dividendos	6 820	40 694
Pagamentos respeitantes a		
Variação de perímetro	(24 026)	(492 961)
Investimentos financeiros	(50 590)	
Activos fixos tangíveis	(243 656)	(247 015)
Fluxos de caixa líquidos das actividades de investimento	(297 922)	253 435
Fluxos de caixa das actividades de financiamento		
Recebimentos provenientes de		
Empréstimos obtidos	20 837 409	15 390 085
Pagamentos respeitantes a		
Empréstimos obtidos	(20 643 150)	(15 364 185)
Juros e custos similares	(88 116)	(47 357)
Dividendos	(97 003)	(442 047)
Fluxos de caixa líquidos das actividades de financiamento	9 140	(463 504)
Aumento líquido (diminuição) do caixa e equivalentes de caixa	78 245	45 109
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	23 970	(21 139)
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	102 215	23 970
Detalhe da caixa e equivalentes de caixa		
Caixa	3	4
Descobertos bancários	(23 704)	(31 512)
Depósitos bancários	125 916	55 478
	102 215	23 970

ANEXO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1. INFORMAÇÃO GERAL

A REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (referida neste documento como “REN” ou “Grupo”), com morada na Avenida Estados Unidos da América, 55 - Lisboa, foi criada a partir da cisão do grupo EDP, de acordo com os Decretos-Lei 7/91, de 8 de Janeiro e 131/94, de 19 de Maio, aprovados em Assembleia Geral em 18 de Agosto de 1994, com o objecto de assegurar a gestão global do sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP).

Até 26 de Setembro de 2006, o Grupo REN tinha a sua actividade centrada no negócio da electricidade, através da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. Em 26 de Setembro de 2006, decorrente da transacção de *unbundling* do negócio do gás natural, o Grupo sofreu uma alteração significativa com a compra dos activos e participações financeiras associados às actividades de transporte, armazenamento e regaseificação de gás natural, constituindo um novo negócio.

No início de 2007, a empresa foi transformada na *holding* do Grupo e redenominada, após a transferência do negócio da electricidade, para uma nova empresa criada em 26 de Setembro de 2006, a REN - Serviços de Rede, S.A., que foi em simultâneo redenominada para REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

O Grupo detém, presentemente, duas áreas de negócio principais, a Electricidade e o Gás, e duas áreas de negócio secundárias, nas áreas de Telecomunicações e de Gestão do Mercado de Derivados de Electricidade.

O negócio da Electricidade compreende as seguintes empresas:

a) REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., criada em 26 de Setembro de 2006 cujas actividades são desenvolvidas no âmbito de um contrato de concessão atribuído por um período de 50 anos, que se iniciou em 2007 e que estabelece a gestão global do Sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP);

b) REN Trading, S.A., criada em 13 de Junho de 2007, cuja função principal é a gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) da Turbogás e da Tejo Energia que não cessaram em 30 de Junho de 2007, data da entrada em vigor dos novos contratos CMEC. A actividade desta empresa compreende o comércio da electricidade produzida e da capacidade de produção instalada, junto dos distribuidores nacionais e internacionais.

O negócio do Gás engloba as seguintes empresas:

a) REN Gasodutos, S.A.

Empresa criada em 26 de Setembro de 2006, cujo capital social foi realizado através da integração das infra-estruturas de transporte de gás (rede; ligações; compressão);

b) REN Armazenagem, S.A.

Empresa criada em 26 de Setembro de 2006, cujo capital social foi realizado pela integração dos activos de armazenamento subterrâneo de gás;

c) REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.

Empresa adquirida no âmbito da aquisição do negócio do gás, anteriormente designada por “SGNL - Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito”. A actividade desta empresa consiste no fornecimento de serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito através do terminal marítimo de GNL, sendo responsável pela construção, utilização e manutenção das infra-estruturas necessárias.

As actividades destas empresas são desenvolvidas no âmbito de três contratos de concessão atribuídos em separado, por um período de 40 anos com início em 2006.

Adicionalmente a REN Gasodutos, S.A. detém uma participação em duas sociedades criadas em *joint venture* com uma empresa espanhola de transporte de gás, a Enagás, às quais a REN Gasodutos cedeu os direitos de transporte sobre gasodutos específicos (Braga-Tuy e Campo Maior-Leiria-Braga).

O negócio das telecomunicações é gerido pela RENTELECOM Comunicações, S.A., cuja actividade consiste no estabelecimento, gestão e utilização dos sistemas e infra-estruturas de telecomunicações, fornecendo serviços de comunicação e tirando proveito da capacidade excedentária de fibras ópticas pertencentes ao Grupo REN.

O negócio da gestão do Mercado de Derivados da Electricidade é assegurado pelo OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A. Esta entidade foi criada para a organização da divisão Portuguesa do MIBEL, assegurando a gestão do Mercado de Derivados do MIBEL juntamente com a OMIClear (Câmara de compensação do Mercado Energético), uma empresa constituída e detida totalmente pelo OMIP, e cujo papel é o de câmara de compensação e de contraparte central das operações realizadas no mercado a prazo. O OMIP iniciou a sua actividade em 3 de Julho de 2006.

Estas demonstrações financeiras consolidadas foram aprovadas pelo Conselho de Administração, na reunião de 6 de Março de 2008. É da opinião do Conselho de Administração que estas demonstrações financeiras reflectem de forma verdadeira e apropriada as operações da REN, bem como a sua posição e performance financeira e fluxos de caixa.



2. INFORMAÇÃO SOBRE OS CONTRATOS DE CONCESSÃO ATRIBUÍDOS À REN

2.1 Contrato de concessão de electricidade

A concessão para a utilização da RNT foi atribuída à REN, S.A., conforme Decreto-Lei n.º 182/95 de 27 de Julho de 1995 (art.º 64), com vista à gestão do Sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP), à utilização da Rede Nacional de Transporte, bem como ao desenvolvimento das infra-estruturas necessárias.

O objecto deste contrato de concessão consiste nas seguintes actividades:

Compra e venda de electricidade

Nesta actividade, a REN, S.A., actuou, até 30 de Junho de 2007, como intermediário (agente) entre os produtores e distribuidores vinculados de electricidade. A electricidade era adquirida com base em contratos de compra de energia assinados com os produtores e vendida de acordo com as tarifas definidas pelo regulador, ERSE (Entidade Reguladora de Serviços Energéticos).

A REN intermediava na venda de excedentes de produção disponíveis. Dos ganhos resultantes destas intermediações, a REN tinha direito a reter 50% dos ganhos comerciais obtidos.

A partir de 1 de Julho de 2007, com o término da maioria dos contratos de aquisição de energia (CAE) a REN apenas gere os dois CAE não cessados com a Tejo Energia e a Turbogás, através da REN Trading, colocando a energia desse produtores no mercado.

Os activos tangíveis alocados a esta actividade são remunerados à semelhança do que se verifica para os activos de transporte de electricidade.

Transporte de electricidade

Esta é a actividade principal da REN, tendo por objecto o transporte de electricidade através da RNT para entrega aos distribuidores em MT (média tensão) e AT (alta tensão), aos consumidores ligados à RNT e às redes de MAT (muito alta tensão) a que a REN estiver ligada. Esta actividade inclui ainda o planeamento e desenvolvimento da RNT, a construção das novas infra-estruturas e a exploração e manutenção da RNT.

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação das depreciações e remuneração dos investimentos feitos em activos da concessão e a recuperação de custos operacionais elegíveis.

Gestão global do sistema

Esta actividade tem por objecto a gestão global do Sistema de electricidade, cabendo à REN a gestão técnica do

mesmo através da coordenação, nos pontos de ligação com a RNT, dos trânsitos de energia eléctrica das instalações de produção, das redes de distribuição, em MT e AT, e dos consumidores ligados à RNT, através de ordem de despacho.

A actividade de gestão global do sistema tem também garantido o equilíbrio contratual, através da recuperação da depreciação dos activos da concessão e a remuneração do investimento efectuado. A remuneração é calculada com base no valor médio líquido dos activos associados a esta actividade.

A REN pode desenvolver outras actividades, de modo directo ou através de empresas subsidiárias, quando autorizada pelo Governo, caso seja do melhor interesse para a concessão ou para os seus clientes. Este é o caso do OMIP, que gere o Mercado de Derivados da Electricidade sob a alçada do MIBEL, e a sua subsidiária OMIClear, que funciona como câmara de compensação.

A concessão foi atribuída por um período de 50 anos, com início em 15 de Junho de 2007. Os activos considerados como activos de concessão são aqueles adquiridos pela REN à RNT, que incluem:

- as linhas, subestações, postos de seccionamento e instalações anexas;
- as instalações afectas ao despacho centralizado e à gestão global do SEP, incluindo todo o equipamento indispensável ao seu funcionamento; e
- as instalações de telecomunicações, telemedida e telecommando afectas ao transporte e à coordenação do sistema electroprodutor.

Adicionalmente, serão também considerados como activos de concessão:

- os imóveis pertencentes à REN em que se implantem os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas;
- os sítios para instalação dos centros electroprodutores, cuja propriedade ou posse pertença à REN;
- outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das actividades objecto da concessão; e
- as relações jurídicas directamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, de recepção e entrega de energia eléctrica, bem como os direitos de utilização do domínio hídrico e de transporte através de redes situadas no exterior da área de concessão.

A REN tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamen-

to, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão, até à extinção desta. Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos revertem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: afastamento dos princípios da concessão; oposição à supervisão e desobediência às deliberações do concedente; recusa em efectuar reparações e manutenções nos activos da concessão, bem como o seu desenvolvimento; aplicação de tarifas mais elevadas do que as definidas pelo regulador; e a transmissão ou subconcessão não autorizada da concessão de transporte.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

2.2 Transporte de gás e gestão global do sistema

A concessão para utilização da RNTGN foi atribuída à REN Gasodutos, S.A., ao abrigo do Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 e Julho de 2006, tendo como objecto a gestão do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), a operação da rede de transporte de gás em alta pressão e o desenvolvimento das infra-estruturas necessárias, sob o regime de prestação de serviço de público.

O objecto do contrato de concessão compreende as seguintes actividades:

Transporte de gás

Esta é uma das actividades da REN Gasodutos, S.A., e tem por objectivo garantir o transporte de gás através das infra-estruturas que compõem a rede nacional de alta pressão, bem como a distribuição ao SNGN ou a consumidores industriais directamente ligados ao RNTGN. Esta actividade compreende não só a recepção e distribuição de gás através da rede de transporte de alta pressão, mas também a operação e manutenção de todas as infra-estruturas e ligações que pertencem à RNTGN.

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação dos custos operacionais elegíveis e da remuneração dos activos, que compreende: a recuperação da depreciação dos activos; e a remuneração a uma taxa de juro fixada pelo regulador (ERSE), calculada como uma proporção entre valor actual acumulado de unidades transportadas e as unidades totais estimadas a serem transportadas através da infra-estrutura, durante o período de concessão.

Gestão global do sistema do gás

O objectivo desta actividade é gerir o Sistema Nacional de Abastecimento de Gás (SNGN), através da coordenação das ligações nacionais e internacionais à RNTGN, o planeamento e a preparação da expansão necessária da rede de transporte de gás de alta pressão, e o controlo das reservas de segurança de gás natural.

Esta concessão foi atribuída por um período de 40 anos a partir da data de assinatura do contrato. Os activos considerados como activos da concessão são os activos adquiridos pelo Grupo REN à Transgás, e incluem:

- os gasodutos de alta pressão, utilizados no transporte de gás, tubos e antenas associados;
- as infra-estruturas relacionadas com a compressão, transporte e redução de pressão do gás para entrega nos gasodutos de média pressão;
- equipamentos relacionados com a gestão técnica global do SNGN; e
- infra-estruturas de telecomunicações, telemetria e de controlo remoto usados para gerir a rede de recepção, transporte e entrega, incluindo equipamento de telemetria colocado nas instalações dos utilizadores.

Adicionalmente, são também considerados como activos da concessão:

- os imóveis detidos pela REN Gasodutos, S.A., onde os supramencionados equipamentos se encontram instalados, assim como as servidões constituídas;
- outros activos necessários para o desenvolvimento operacional das actividades da concessão;



- quaisquer direitos intelectuais ou industriais, propriedade da REN Gasodutos, S.A.; e
- todas as relações legais estabelecidas durante a concessão, tais como: contratos de trabalho, subcontratos, locações e serviços externos.

A REN Gasodutos, S.A., tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN Gasodutos, S.A., é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão. Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto no contrato. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos revertem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes, por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: falha iminente ou interrupção da actividade; deficiências na gestão e operação da actividade da concessão; ou deficiências na manutenção e reparação das infra-estruturas que comprometam a qualidade do serviço.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos e ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

Recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL)

A concessão da actividade no terminal GNL foi atribuída à REN Atlântico, S.A., ao abrigo do Decreto-Lei 140/2006 de 26 de Julho de 2006, para a realização das

seguintes actividades, sob o regime de prestação de serviço público:

- a) recepção, armazenamento, tratamento e regaseificação de gás natural liquefeito, descarregado de barcos metaneiros no Porto de Sines;
- b) a injeção de gás natural de alta pressão na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) ou a sua expedição através de camiões especializados para o efeito; e
- c) a construção, utilização, manutenção e expansão das infra-estruturas do Terminal GNL (edifícios, tanques, gasodutos, etc.).

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação dos custos operacionais elegíveis e da remuneração dos activos, que compreende: a recuperação da depreciação dos activos; e a remuneração a uma taxa de juro fixada pelo regulador (ERSE), calculada como uma proporção entre valor actual acumulado de unidades descarregadas e regaseificadas, e as unidades totais estimadas a serem regaseificadas através da infra-estrutura, durante o período de concessão.

A concessão foi atribuída por um período de 40 anos, a partir da data de assinatura do contrato. Os activos considerados como activos de concessão, são os adquiridos pelo Grupo REN à Transgás, e incluem:

- o terminal GNL e as infra-estruturas associadas, instaladas no Porto de Sines;
- as infra-estruturas utilizadas para a recepção, armazenamento, tratamento e regaseificação do GNL, incluindo todo o equipamento necessário para controlo, regulação e medição das restantes infra-estruturas e da actividade do Terminal GNL;
- as infra-estruturas utilizadas na injeção do gás natural na RNTGN ou no carregamento e expedição do GNL através de camiões ou barcos metaneiros; e
- as infra-estruturas relacionadas com telecomunicações, telemetria e controlo remoto, usadas na gestão de todas as infra-estruturas do terminal GNL.

Adicionalmente, serão também considerados activos da concessão:

- os imóveis detidos pela REN Atlântico, S.A., onde os supra-referenciados equipamentos estão instalados, assim como as servidões constituídas;
- outros activos necessários ao desenvolvimento da actividade da concessão;
- quaisquer direitos intelectuais ou de propriedade industrial da REN Atlântico, S.A.; e

- todas as relações legais estabelecidas durante a concessão, tais como contratos de trabalho, subcontratos, locações e serviços externos.

A REN Atlântico, S.A., tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN Atlântico, S.A., é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão, que apenas podem ser utilizados para o fim previsto no contrato. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos reverterem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes, por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: falha iminente ou interrupção da actividade; deficiências na gestão e operação da actividade da concessão; ou deficiências na manutenção e reparação das infra-estruturas que comprometam a qualidade do serviço.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

Armazenamento subterrâneo de gás natural

A concessão da actividade nas operações de armazenamento subterrâneo foi atribuída à REN Armazenagem, S.A., ao abrigo do Decreto-Lei 140/2006 de 26 de Julho de 2006, para a realização das seguintes actividades, sob o regime de prestação de serviço público:

- a) recepção, injeção, armazenamento subterrâneo, extracção, tratamento e entrega do gás natural de modo a criar ou manter as reservas de segurança de gás natural ou para entrega na RNTGN; e
- b) construção, utilização, manutenção e expansão das câmaras de armazenamento subterrâneo.

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação das depreciações dos activos da concessão, a remuneração dos investimentos feitos na concessão dos activos e recuperação dos custos operacionais associados à actividade a que a concessão se destina.

A concessão é válida por um período de 40 anos, a partir da data de assinatura do contrato. Os activos considerados como activos de concessão, que foram adquiridos pelo Grupo REN à Transgás, são os seguintes:

- as câmaras subterrâneas de gás natural adquiridas ou construídas durante o período de vigência do contrato de concessão;
- infra-estruturas utilizadas para injeção, extracção, compressão, secagem e redução de pressão do gás, usado para ser distribuído na RNTGN, incluindo todo o equipamento necessário para controlo, regulação e medição das restantes infra-estruturas;
- infra-estruturas e equipamento para operações de lixiviação; e
- infra-estruturas necessárias para telecomunicações, telemetria e controlo remoto, usadas na gestão de todas as infra-estruturas e câmaras subterrâneas.

Adicionalmente, serão também considerados activos da concessão:

- os imóveis detidos pela REN Armazenagem, S.A., onde os supra-referenciados equipamentos estão instalados, assim como as servidões constituídas;
- outros activos necessários ao desenvolvimento da actividade de concessão;
- direitos de construção ou aumento das câmaras subterrâneas;
- o *cushion gas* afecto a cada câmara;
- quaisquer direitos intelectuais ou de propriedade industrial da REN Armazenagem, S.A.;
- todas as relações legais estabelecidas durante a concessão, tais como: contratos de trabalho, subcontratos, locações e serviços externos.

A REN Armazenagem, S.A., tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e



meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN Armazenagem, S.A., é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão. Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos revertem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: falha iminente ou interrupção da actividade; deficiências na gestão e operação da actividade da concessão; ou deficiências na manutenção e reparação das infra-estruturas que comprometam a qualidade do serviço.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justificarem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

3. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTABILÍSTICAS

As principais políticas de contabilidade aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras são as que a seguir se descrevem. Estas políticas foram consistentemente aplicadas a todos os exercícios apresentados, salvo indicação contrária.

Base de preparação

Estas demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as IFRS adoptadas pela União Europeia ("IFRS"), emitidas e em vigor ou emitidas e adoptadas antecipadamente à data de 31 de Dezembro de 2007. Na preparação das demonstrações financeiras consolidadas

a REN seguiu a convenção dos custos históricos, modificada, quando aplicável, pela reavaliação de activos financeiros disponíveis para venda.

A preparação das demonstrações financeiras em conformidade com as "IFRS" requer o uso de estimativas, pressupostos e julgamentos críticos no processo da determinação das políticas contabilísticas a adoptar pela REN, com impacto significativo no valor contabilístico dos activos e passivos, assim como nos rendimentos e gastos do período de reporte.

Apesar de estas estimativas serem baseadas na melhor experiência da Administração e nas suas melhores expectativas em relação aos eventos e acções correntes e futuras, os resultados actuais e futuros podem diferir destas estimativas. As áreas que envolvem um maior grau de julgamento ou complexidade, ou áreas em que pressupostos e estimativas sejam significativos para as demonstrações financeiras consolidadas, são apresentadas na Nota 5.

Existem novas normas, alterações e interpretações efectuadas a normas existentes, que apesar de já estarem publicados, a sua aplicação apenas é obrigatória para períodos anuais que se iniciem a partir de 1 de Março de 2007 ou em data posterior, que a REN decidiu não adoptar antecipadamente:

- IAS 1 (revisão), apresentação das demonstrações financeiras (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). O objectivo desta revisão é a agregação da informação nas demonstrações financeiras, de acordo com as suas características. Assim, todas as alterações ao capital próprio resultantes de transacções com os accionistas serão apresentadas na Demonstração das alterações ao capital próprio, separadas das transacções no capital próprio com as entidades não accionistas. Todas as alterações ao capital próprio resultantes de transacções com entidades não accionistas serão apresentadas numa demonstração do *comprehensive income* ou em duas demonstrações separadas (uma demonstração dos resultados e uma demonstração do *comprehensive income*). A revisão à IAS 1 será adoptada pelo Grupo em 1 de Janeiro de 2009.
- IAS 23 (alteração), custos de empréstimos obtidos (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). A alteração a esta norma ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. Esta alteração à IAS 23 determina que os custos de empréstimos que sejam directamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um activo "qualificável" (um activo que requer um período substancial de tempo para atingir a sua condição de uso ou venda) sejam

considerados como parte do custo de aquisição. A opção de reconhecer estes custos como custo do exercício imediato deixa de existir. Esta alteração não deverá ter impacto nas demonstrações financeiras do Grupo REN, uma vez que já adopta este tratamento contabilístico.

- IFRS 2 (alteração), pagamentos baseados em acções (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2009). A alteração à IFRS 2 refere-se a condições de *vesting* e cancelamentos. Esta alteração tem como objectivo restringir o conceito de *vesting period* às condições de prestação de serviço e condições de performance e clarificar que o cancelamento de um plano de acções deve ser registado da mesma forma quer seja por iniciativa da empresa ou de uma entidade terceira. Esta alteração não tem qualquer impacto nas demonstrações financeiras do Grupo REN.

- IFRS 3 (revisão), concentrações de actividades e IAS 27 (revisão), demonstrações financeiras separadas e consolidadas (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). A revisão destas normas introduz a opção da aplicação do modelo do *full goodwill* numa concentração de actividades, podendo as transacções com os interesses minoritários ser registadas pelo método da "entidade económica". No que se refere às concentrações de actividades, são considerados novos tratamentos contabilísticos para os custos de transacção, mensuração do valor pago, etc. Esta revisão terá impactos significativos em futuras concentrações de actividades a efectuar pelo Grupo REN.

- IFRS 8, Segmentos Operacionais (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após de 1 de Janeiro de 2009). Substitui a IAS 14 e converge no relato por segmentos com os US GAAP, SFAS 131. Esta nova norma determina a utilização "da visão da gestão", de acordo com a qual a informação por segmentos é apresentada na mesma base da informação reportada internamente pela gestão. O Grupo aplicará este *standard* em 1 de Janeiro de 2009. O impacto da adopção desta norma está a ser avaliado pela gestão mas não é expectável que o número dos segmentos reportados se altere.

- IFRIC 11, IFRS 2, operações com acções próprias (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Março de 2007). A IFRIC 11 dá indicações de como devem ser registados os acordos relacionados com pagamentos baseados em acções que envolvam duas ou mais entidades do mesmo grupo e como contabilizar

as transacções com pagamentos baseados em acções que qualifiquem como "pagamento em acções" ou "pagamento através de caixa". O Grupo irá adoptar a IFRIC 11 a partir de 1 de Janeiro de 2008, mas não são esperados impactos nas demonstrações financeiras do Grupo REN.

- IFRIC 12, contratos de concessão (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2008). Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. A IFRIC 12 determina como os operadores de serviços de concessão devem aplicar as IFRS na contabilização das obrigações assumidas e dos direitos obtidos decorrentes da assinatura dos contratos de concessão. Esta interpretação aplica-se às actividades desenvolvidas pelo Grupo REN, e o impacto estimado da sua adopção nas demonstrações financeiras do Grupo estão divulgadas na Nota 3.2.

- IFRIC 13, programas de fidelização de clientes (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2008). A IFRIC 13 clarifica que quando os bens ou serviços são vendidos, associados a programas de fidelização de clientes, as transacções de venda são consideradas como "multi-elementos", pelo que o produto da venda tem de ser alocado aos diferentes componentes com base no seu justo valor. Esta interpretação não deverá ter impacto nas demonstrações financeiras do Grupo REN.

- IFRIC 14, limitação aos activos decorrentes de planos de benefícios definidos e a sua interacção com requisitos de contribuições mínimas (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2008). A IFRIC 14 delimita as situações em que é possível reconhecer um activo, decorrente de um plano de benefícios atribuído aos empregados. Clarifica também como é que os activos e passivos com pensões podem ser afectados por requisitos específicos de contribuições mínimas. A esta data esta interpretação não é relevante para o Grupo REN.

O impacto da adopção das normas e interpretações que se tornaram efectivas no período iniciado em 1 de Janeiro de 2007:

- i) IFRS 7, instrumentos financeiros: divulgação de informações e alterações a IAS 1 – apresentação das demonstrações financeiras – divulgações sobre o capital: esta norma introduz novas divulgações referentes aos instrumentos financeiros e os seus riscos, bem como às políticas de gestão do capital;
- ii) IFRIC 7, aplicação da re-expressão de saldos prevista na IAS 29 – Relato Financeiro em Economias Hiper



Inflacionárias: sem impacto nas demonstrações financeiras do Grupo REN;

iii) IFRIC 8, âmbito da IFRS 2: sem impacto nas demonstrações financeiras do Grupo REN;

iv) IFRIC 9, Reavaliação dos derivados embutidos: sem impacto nas demonstrações financeiras do Grupo REN;

v) IFRIC 10, relato financeiro intercalar e imparidade: sem impacto nas demonstrações financeiras do Grupo REN.

Concessão de serviços

O Grupo tem quatro concessões para as actividades e desenvolvimento da RNT, para a gestão global do sistema eléctrico nacional, bem como para a utilização e desenvolvimento da RNTGN, do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo de gás natural e da gestão global do sistema de gás natural. Os activos adquiridos/construídos pela REN, ao abrigo destes contratos de concessão, referidos como activos da concessão, compreendem essencialmente activos fixos tangíveis.

De acordo com a IFRIC 12, um acordo de serviço de concessão envolve normalmente uma entidade privada (o operador) que constrói a infra-estrutura utilizada na prestação do serviço público, que a desenvolve (por exemplo, aumento da capacidade existente) e faz a manutenção e operação da mesma por um período específico. O operador é remunerado pelos serviços prestados pelo período do acordo. O acordo de serviço de concessão é regulado por um contrato de concessão que estabelece os *standards* de performance, os mecanismos de ajustamento de preços e a resolução de disputas. Estes contratos de concessão podem ser designados por “construir-operar-transferir”, “re-habilitar-operar-transferir” ou “público-privado”.

Uma característica comum a estes contratos é a natureza de serviço público da obrigação assumida pelo operador da concessão. A regra da prestação de serviços públicos é que estes devem ser prestados colocando as infra-estruturas à disposição da utilização do público, independentemente da entidade que opera o serviço. O contrato de concessão obriga o operador a prestar o serviço ao público em substituição da entidade do sector público responsável. Outras características destes contratos são:

(a) a parte que atribui a concessão do serviço (o concedente) é uma entidade do sector público, incluindo um organismo governamental ou uma entidade do sector público a quem a responsabilidade do serviço tenha sido atribuída;

(b) o operador é responsável pelo menos pela gestão da infra-estrutura e dos serviços relacionados, não agindo

meramente como um agente em nome do concedente;

(c) o contrato estabelece o preço inicial a ser cobrado pelo operador e as condições de revisão de preços a efectuar durante o contrato de concessão;

(d) o operador é obrigado a entregar a infra-estrutura ao concedente, em determinadas condições, no final do período do contrato por um valor residual, independentemente do facto de qual das partes financiou a sua construção.

Excepto nas situações de “construir-possuir-operar”, quando a IFRIC 12 é aplicada, geralmente, o operador da concessão não deverá reconhecer nas suas demonstrações financeiras como activos fixos tangíveis, os activos da concessão utilizados na prestação do serviço. Em vez disso, o operador deve registar os direitos que lhe são concedidos por conta da construção de infra-estruturas, utilizando:

- o modelo do activo financeiro – se o concedente tem a responsabilidade de pagar ao operador pela prestação do serviço da concessão;
- o modelo do activo intangível – se o pagamento da prestação do serviço é feito através dos utilizadores.

Nesta fase é entendimento do Grupo REN que as concessões atribuídas ao Grupo serão tratadas como activos intangíveis e, adicionalmente, um activo financeiro pode ser reconhecido no que diz respeito ao valor residual dos activos da electricidade e do gás, a ser pago pelo concedente no final do contrato de concessão. Contudo, a data de adopção da IFRIC 12 está dependente do processo de publicação por parte da União Europeia.

Consolidação

Filiais

Filiais são todas as entidades (incluindo as entidades com finalidades especiais) sobre as quais a REN tem o poder de decidir sobre as políticas financeiras ou operacionais, a que normalmente está associado o controlo, directo ou indirecto, de mais de metade dos direitos de voto. A existência e o efeito de direitos de voto potenciais que sejam correntemente exercíveis ou convertíveis são considerados quando se avalia se a REN detém o controlo sobre uma entidade. As filiais são consolidadas a partir da data em que o controlo é transferido para a REN, sendo excluídas da consolidação a partir da data em que esse controlo cessa. As entidades que se qualificam como filiais encontram-se listadas na Nota 28.

A aquisição de filiais é registada pelo método de compra. O custo de uma aquisição é mensurado pelo justo

valor dos bens entregues, instrumentos de capital emitidos e passivos incorridos ou assumidos na data de aquisição, acrescido dos custos directamente atribuíveis à aquisição. Os activos identificáveis adquiridos e os passivos e passivos contingentes assumidos numa concentração empresarial são mensurados inicialmente ao justo valor na data de aquisição, independentemente da existência de interesses minoritários. O excesso do custo de aquisição relativamente ao justo valor da participação da REN nos activos identificáveis adquiridos é registado como *goodwill*. Se o custo de aquisição for inferior ao justo valor dos activos líquidos da subsidiária adquirida, a diferença é reconhecida directamente na demonstração dos resultados consolidados.

Transacções, saldos e ganhos não realizados em transacções com empresas do Grupo são eliminados. Perdas não realizadas são também eliminadas, mas consideradas como um indicador de imparidade para o activo transferido.

A REN adopta a política de tratar transacções com interesses minoritários como transacções externas ao Grupo. Prejuízos atribuíveis a interesses minoritários que excedam a participação destes no capital da empresa subsidiária são integralmente reconhecidos pela REN, exceptuando-se o caso em que os minoritários tenham assumido obrigações adicionais sobre a subsidiária.

As políticas contabilísticas das filiais são alteradas, sempre que necessário, de forma a garantir que as mesmas são aplicadas de forma consistente por todas as empresas do Grupo.

Joint ventures

Os interesses do Grupo em entidades conjuntamente controladas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial. A quota-parte do Grupo nos ganhos ou perdas da *joint venture* é reconhecida na demonstração dos resultados e a quota-parte nos movimentos de reservas da *joint venture* é reconhecida em reservas. Transacções e ganhos ainda não realizados entre o Grupo e as *joint ventures* são eliminados, tendo em conta o interesse do Grupo na *joint venture*.

As políticas contabilísticas das *joint ventures* são alteradas, sempre que necessário, para garantir a sua aplicação de forma consistente por todas as empresas do Grupo.

Relato por segmento

Um segmento de negócio é um grupo de activos e operações envolvidos no fornecimento de produtos ou serviços sujeitos a riscos e benefícios que são diferentes de outros

segmentos de negócio. Um segmento geográfico é um grupo de activos e operações comprometido no fornecimento de produtos ou serviços num ambiente económico particular que está sujeito a riscos e benefícios diferentes daqueles que influenciam segmentos que operam em outros ambientes económicos.

O Grupo REN apenas apresenta a informação por segmentos de negócio, uma vez que opera somente em Portugal. As transacções efectuadas pela OMIClear, embora respeitando essencialmente à venda de contratos de futuros no MIBEL, não são materiais para apresentar informação por segmento geográfico.

Conversão cambial

Moeda funcional e de apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das entidades do Grupo REN estão mensurados na moeda do ambiente económico em que cada entidade opera (moeda funcional), o euro. As demonstrações financeiras consolidadas da REN e respectivas notas deste anexo são apresentadas em milhares de euros, salvo indicação explícita em contrário, a moeda de apresentação do Grupo.

Transacções e saldos

As transacções em moedas diferentes do euro são convertidas na moeda funcional, utilizando as taxas de câmbio à data das transacções. Os ganhos ou perdas cambiais resultantes da liquidação das transacções bem como da conversão pela taxa de câmbio à data do balanço, dos activos e dos passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados, na rubrica de "custos de financiamento", se relacionadas com empréstimos ou em "outros ganhos ou perdas operacionais", para todos os outros saldos/transacções.

Cotações utilizadas

As cotações de divisas utilizadas para conversão de saldos expressos em moeda estrangeira, foram como segue:

Cotações de moeda estrangeira

Moeda	31-12-07	31-12-06
USD	1,4721	1,3170
CHF	1,6547	1,6069
GBP	0,7334	0,6715
SEK	9,4415	9,0404
NOK	7,9580	8,2380
DKK	7,4583	7,4560



Activos fixos tangíveis

Os activos tangíveis encontram-se valorizados ao custo deduzido de depreciações e perdas por imparidade acumuladas. Este custo inclui o custo estimado à data de transição para IFRS e os custos de aquisição para activos obtidos após essa data.

O custo de aquisição inclui o preço de compra do activo, as despesas directamente imputáveis à sua aquisição e os encargos suportados com a preparação do activo para a sua entrada em funcionamento. Os custos financeiros incorridos com empréstimos obtidos para a construção de activos tangíveis são reconhecidos como custo da aquisição/construção do activo.

Os custos subsequentes incorridos com renovações e grandes reparações, que façam aumentar a vida útil dos activos, são reconhecidos no custo do activo.

Os encargos com reparações e manutenção de natureza corrente são reconhecidos como um gasto do período em que são incorridos.

Os activos fixos tangíveis afectos à concessão são depreciados de forma sistemática com base no método das quotas constantes, pelo período da vida útil estimada, a partir da data em que os mesmos estejam em condições operacionais de funcionamento ou conforme pretendido pela Administração.

Os activos fixos tangíveis não afectos à concessão são depreciados de forma sistemática com base no método das quotas constantes, pelo período da vida útil estimada. Os terrenos não são depreciados.

As vidas úteis estimadas para os activos fixos tangíveis mais significativos são conforme segue:

	Anos
Edifícios e outras construções	Entre 25 e 50 anos
Equipamento básico	
Transporte de electricidade	Entre 35 e 40 anos
Transporte de gás natural	Entre 6 e 45 anos
Terminal	Entre 5 e 25 anos
Armazenagem subterrânea	Entre 10 e 50 anos
Outro equipamento básico	Entre 5 e 10 anos
Equipamento de transporte	Entre 4 e 6 anos
Ferramentas	Entre 4 e 10 anos
Equipamento administrativo	Entre 3 e 10 anos
Outras imobilizações corpóreas	Entre 10 e 20 anos

Sempre que existam indícios de perda de valor dos activos fixos tangíveis, são efectuados testes de imparidade, de forma a estimar o valor recuperável do activo, e quando necessário registar uma perda por imparidade. O valor recuperável é determinado como o mais elevado

entre o preço de venda líquido e o valor de uso do activo, sendo este último calculado com base no valor actual dos fluxos de caixa futuros estimados, decorrentes do uso continuado e da alienação do activo no fim da sua vida útil.

As vidas úteis dos activos são revistas no final do ano para cada activo, para que as depreciações praticadas estejam em conformidade com os padrões de consumo dos activos. Alterações às vidas úteis são tratadas como uma alteração de estimativa contabilística e são aplicadas prospectivamente.

Os ganhos ou perdas na alienação dos activos são determinados pela diferença entre o valor de realização e o valor contabilístico do activo, sendo reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados.

Propriedades de investimento

Propriedades de investimento são imóveis (terrenos ou edifícios) detidos com o objectivo de valorização do capital, obtenção de rendas, ou ambas. As propriedades de investimento foram valorizadas ao justo valor na data da transição para IFRS, sendo valorizadas subsequentemente de acordo com o método do custo, deduzidas as depreciações e perdas por imparidade, de acordo com o modelo de custo depreciado. O modelo do custo é aplicado para todos os activos classificados como propriedades de investimento.

As propriedades de investimento que são activos da concessão compreendem os terrenos dos centros electroprodutores térmicos e hídricos, explorados por produtores. Estes activos da concessão são bens que revertem para o concedente, no final da concessão pelo valor do seu custo depreciado. A depreciação anual destes activos é recuperada através das tarifas definidas pelo regulador (ERSE), de acordo com os seguintes períodos de amortização:

	Anos
Térmicos (até 1988)	30
Térmicos (após 1989)	24
Hidroeléctricos	60

Outros terrenos e edifícios classificados como propriedades de investimento, referem-se maioritariamente a antigos locais de subestação/centrais desactivadas, detidos para valorização, não sendo sujeitos a depreciação. Os edifícios são depreciados por um período de vida útil entre 25 e 50 anos, dependendo da sua utilização (industrial ou administrativa, respectivamente).

Imparidade de activos

Os activos com vida útil indefinida não estão sujeitos a amortização, mas são objecto de testes de imparidade anuais. Os activos com vida útil finita são revistos quanto à imparidade sempre que eventos ou alterações nas condições envolventes indiquem que o valor pelo qual se encontram registados nas demonstrações financeiras consolidadas possa não ser recuperável. Uma perda por imparidade é reconhecida pelo montante do excesso da quantia contabilística do activo face ao seu valor recuperável, sendo o valor recuperável, o maior entre o justo valor de um activo deduzido dos custos de venda e o seu valor de uso. Para a determinação da existência de imparidade, os activos são alocados ao nível mais baixo, para o qual existem fluxos de caixa separados identificáveis (unidades geradoras de caixa).

Activos não financeiros, que não o *goodwill*, para os quais tenham sido reconhecidas perdas por imparidade, são avaliados a cada data de reporte sobre a possível reversão das perdas por imparidade.

As perdas por imparidade são reconhecidas na demonstração dos resultados consolidados, para os activos valorizados de acordo com o modelo do custo. Nos períodos subsequentes, o montante de imparidade em excesso é reconhecido na demonstração dos resultados consolidada.

As amortizações e depreciações dos activos são recalculadas prospectivamente de acordo com o valor recuperável ajustado da imparidade registada.

Activos financeiros

O Conselho de Administração determina a classificação dos activos financeiros, na data do reconhecimento inicial de acordo com o objectivo da sua compra, reavaliando esta classificação a cada data de relato.

Os activos financeiros podem ser classificados como:

- activos financeiros ao justo valor por via de resultados – incluem os activos financeiros não derivados detidos para negociação respeitando a investimentos de curto prazo e activos ao justo valor por via de resultados à data do reconhecimento inicial;
- empréstimos concedidos e contas a receber – inclui os activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis não cotados num mercado activo;
- investimentos detidos até à maturidade – incluem os activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis e maturidades fixas, que a entidade tem intenção e capacidade de manter até à maturidade;
- activos financeiros disponíveis para venda – incluem os activos financeiros não derivados que são designa-

dos como disponíveis para venda no momento do seu reconhecimento inicial ou não se enquadram nas categorias acima referidas. São reconhecidos como activos não correntes excepto se houver intenção de alienar nos 12 meses seguintes à data do balanço.

Compras e vendas de investimentos em activos financeiros são registadas na data da transacção, ou seja, na data em que a REN se compromete a comprar ou a vender o activo.

Activos financeiros ao justo valor por via de resultados são reconhecidos inicialmente pelo justo valor, sendo os custos da transacção reconhecidos em resultados. Estes activos são mensurados subsequentemente ao justo valor, sendo os ganhos e perdas resultantes da alteração do justo valor, reconhecidos nos resultados do período em que ocorrem na rubrica de custos financeiros líquidos, onde se incluem também os montantes de rendimentos de juros e dividendos obtidos.

Activos disponíveis para venda são reconhecidos inicialmente ao justo valor acrescido dos custos de transacção. Nos períodos subsequentes, são mensurados ao justo valor sendo a variação do justo valor reconhecida na reserva de justo valor no capital. Os dividendos e juros obtidos dos activos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos em resultados do período em que ocorrem, na rubrica de outros ganhos operacionais, quando o direito ao recebimento é estabelecido.

O justo valor de activos financeiros cotados é baseado em preços de mercado (*bid*). Se não existir um mercado activo, a REN estabelece o justo valor através de técnicas de avaliação. Estas técnicas incluem: a utilização de preços praticados em transacções recentes, desde que a condições de mercado; a comparação com instrumentos substancialmente semelhantes; e o cálculo de *cash-flows* descontados quando existe informação disponível, fazendo o máximo uso de informação de mercado em detrimento da informação interna da entidade visada.

Empréstimos concedidos e contas a receber são classificados no balanço como “Clientes e outras contas a receber” (Nota 3.11), e são reconhecidos ao custo amortizado usando a taxa efectiva de juro, deduzidos de qualquer perda de imparidade. O ajustamento pela imparidade de contas a receber é efectuado quando existe evidência objectiva de que o Grupo não terá a capacidade de receber os montantes em dívida de acordo com as condições iniciais das transacções que lhe deram origem.

A REN avalia a cada data de relato, se existe evidência objectiva de que os activos financeiros sofreram perda de valor. No caso de participações de capital classificadas



como disponíveis para venda, um decréscimo significativo ou prolongado do justo valor abaixo do seu custo é considerado como um indicador de que o activo financeiro está em situação de imparidade. Se existir evidência de perda de valor para activos financeiros disponíveis para venda, a perda acumulada – calculada pela diferença entre o custo de aquisição e o justo valor corrente, menos qualquer perda de imparidade desse activo financeiro reconhecida previamente em resultados – é retirada do capital próprio e reconhecida na demonstração dos resultados consolidados. As perdas de imparidade de instrumentos de capital reconhecidas em resultados não são reversíveis na demonstração dos resultados consolidados.

Os activos financeiros são desreconhecidos quando os direitos ao recebimento dos fluxos monetários originados por esses investimentos expiram ou são transferidos, assim como todos os riscos e benefícios associados à sua posse.

Existências

As existências são valorizadas ao menor do custo de aquisição ou do valor líquido de realização. As existências referem-se a materiais utilizados nas actividades internas de manutenção e conservação. As existências são reconhecidas inicialmente ao custo de aquisição, o qual inclui todas as despesas suportadas com a compra. O custo é determinado utilizando a fórmula do custo médio ponderado.

O gás existente nos gasodutos e o armazenado no Terminal GNL e cavernas subterrâneas é propriedade dos utilizadores das infra-estruturas. O Grupo REN não compra, vende ou detém *stock* de gás.

Clientes e outras contas a receber

As rubricas de Clientes e outras contas a receber são reconhecidas inicialmente ao justo valor, sendo subsequentemente mensuradas ao custo amortizado, deduzido de ajustamentos por imparidade (se aplicável). As perdas por imparidade dos clientes e contas a receber são registadas, sempre que exista evidência objectiva de que os mesmos não são recuperáveis conforme os termos iniciais da transacção. As perdas por imparidade identificadas são registadas na demonstração dos resultados, em "Ajustamento de contas a receber", sendo subsequentemente revertidas por resultados, caso os indicadores de imparidade diminuam ou desapareçam.

Novação de transacções

A OMIClear, empresa do Grupo, funciona como a câmara de compensação do Mercado de Derivados de Electricidade do MIBEL. A OMIClear executa uma série de funções

necessárias para que as transacções regulares no mercado sejam devidamente compensadas e liquidadas, nomeadamente:

- i) admissão de participantes no registo, compensação e liquidação das operações;
- ii) suporte no registo de operações e respectiva compensação e liquidação;
- iii) tomada da posição de Contraparte Central nas operações registadas;
- iv) definição da fórmula de cálculo e, consequentemente, o cálculo e gestão das garantias a prestar pelos participantes para o registo das operações e a execução das funções de membro de compensação;
- v) controlo do risco assumido pelos detentores de posições registadas.

Através de novação, a OMIClear assume a posição de Contraparte Central em todas as operações que foram registadas, garantindo o cumprimento das obrigações de ambas as partes. Verificando-se o registo da operação, a OMIClear administra as posições daí resultantes através da sua neutralidade, funcionando como o comprador para o vendedor e vice-versa.

Os derivados são determinados pelo seu justo valor à data da transacção, que é zero. Alterações no justo valor dos derivados após a data da operação são ajustadas diariamente através de depósitos, tornando o seu justo valor novamente nulo. Os depósitos de garantia recebidos são apresentados no Balanço como um activo, e as dívidas ao participante como um passivo. Garantias bancárias e depósitos não colaterais não são apresentados no Balanço, de acordo com o IAS 39 - Instrumentos Financeiros.

Depósitos restritos

A OMIClear recebe depósitos monetários dos participantes para garantir o cumprimento dos contratos de futuros, os quais são depositados numa conta bancária separada em nome da empresa. No entanto, o uso destes depósitos é restrito, podendo ser utilizados apenas quando um participante num contrato de futuros não cumpre o contrato, sendo a OMIClear obrigada a assumir a sua posição perante a outra contraparte. Depósitos restritos são contabilizados como activos, assim como a correspondente responsabilidade para com o participante. Estes depósitos são reembolsados quando o participante terminar as negociações de contratos de futuros com o MIBEL.

Caixa e equivalentes de caixa

O "caixa e equivalentes de caixa" inclui caixa, depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo, de liqui-

dez elevada e com maturidades iniciais até três meses, e descobertos bancários. Os descobertos bancários são apresentados no Balanço, no passivo corrente, na rubrica “Empréstimos obtidos correntes”, e são considerados na elaboração da demonstração consolidada dos fluxos de caixa, como caixa e equivalentes de caixa.

Capital Social

As acções ordinárias são classificadas no capital próprio.

Os custos directamente atribuíveis à emissão de novas acções ou opções são apresentados no capital próprio como uma dedução, líquida de impostos, ao montante emitido.

Passivos financeiros

A IAS 39 prevê a classificação dos passivos financeiros em duas categorias:

- activos financeiros ao justo valor por via de resultados;
- outros passivos financeiros.

Os outros passivos financeiros incluem “Empréstimos obtidos” (Nota 3.17) e “Fornecedores e outras contas a pagar”. Os fornecedores e outras contas a pagar são reconhecidos inicialmente ao justo valor, e subsequentemente, são mensurados ao custo amortizado de acordo com a taxa de juro efectiva.

Os passivos financeiros são desreconhecidos quando as obrigações subjacentes se extinguem pelo pagamento, são canceladas ou expiram.

Empréstimos obtidos

Os empréstimos obtidos são inicialmente reconhecidos ao justo valor, líquido de custos de transacção incorridos. Os empréstimos são subsequentemente apresentados ao custo amortizado, sendo a diferença entre o valor nominal e o justo valor inicial reconhecida na demonstração dos resultados consolidados ao longo do período do empréstimo, utilizando o método da taxa de juro efectiva.

Os empréstimos obtidos são classificados no passivo corrente, excepto se a REN possuir um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço, sendo neste caso classificados no passivo não corrente.

Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre rendimento do período compreende os impostos correntes e os impostos diferidos. Os impostos sobre o rendimento são registados na demonstração dos resultados consolidados, excepto quando estão relacionados com itens que sejam reconhecidos directamente nos

capitais próprios. O valor de imposto corrente a pagar é determinado com base no resultado antes de impostos, ajustado de acordo com as regras fiscais.

Os impostos diferidos são reconhecidos usando o método do passivo com base no balanço, considerando as diferenças temporárias resultantes da diferença entre a base fiscal de activos e passivos e os seus valores nas demonstrações financeiras consolidadas.

Os impostos diferidos são calculados com base na taxa de imposto em vigor, ou já oficialmente comunicada, à data do balanço, e que se estima que seja aplicável na data da realização dos impostos diferidos activos ou na data do pagamento dos impostos diferidos passivos.

Os impostos diferidos activos são reconhecidos na medida em que seja provável que existam lucros tributáveis futuros disponíveis para utilização da diferença temporária. Os impostos diferidos passivos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis, excepto as relacionadas com: i) o reconhecimento inicial do *goodwill*; ou ii) o reconhecimento inicial de activos e passivos, que não resultem de uma concentração de actividades, e que à data da transacção não afectem o resultado contabilístico ou fiscal. Contudo, no que se refere às diferenças temporárias tributáveis relacionadas com investimentos em filiais, estas não devem ser reconhecidas na medida em que: i) a empresa-mãe tem capacidade para controlar o período da reversão da diferença temporária; e ii) é provável que a diferença temporária não reverta num futuro próximo.

Benefícios aos empregados

A REN concede complementos de pensões de reforma e sobrevivência (doravante designado de plano de pensões), assegura aos seus reformados e pensionistas um plano de assistência médica e atribui outros benefícios como prémio de antiguidade, prémio de reforma e subsídio de morte.

i) Plano de Pensões da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Os complementos de reforma e sobrevivência atribuídos aos empregados constituem um plano de benefícios definidos, com fundo constituído autónomo, para o qual é transferida a totalidade das responsabilidades e entregues as dotações necessárias para cobrir os respectivos encargos que se vão vencendo em cada um dos períodos. As responsabilidades com o pagamento das referidas prestações são estimadas anualmente por actuários independentes, sendo utilizado o método do crédito da unidade projectada. O valor presente da obrigação do benefício definido é determinado pelo desconto dos pagamentos futuros dos benefícios, utilizando a taxa de juro de obrigações de *rating* elevado denominadas na mesma moeda em que os benefícios serão pagos e com



uma maturidade que se aproxima das da responsabilidade assumida.

O passivo reconhecido no balanço relativamente a responsabilidades com benefícios de reforma corresponde ao valor presente da obrigação do benefício determinado à data de balanço, deduzido do justo valor dos activos do plano, juntamente com ajustamentos relativos a custos de serviços passados.

ii) Plano de Assistência Médica e outros benefícios da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

As responsabilidades assumidas referentes aos Cuidados Médicos não se encontram fundeadas, estando cobertas por provisão específica.

A mensuração e reconhecimento das responsabilidades com o plano de Assistência Médica são idênticos ao referido para o benefício de complementos de reforma apresentado acima, excepto no que se refere aos activos do plano.

A REN reconhece todos os ganhos e perdas actuariais apurados de todos os planos em vigor directamente nos capitais próprios, conforme Demonstração dos rendimentos e gastos no exercício.

iii) Contratos de Seguros de Vida da REN Gasodutos e REN Atlântico.

Estas empresas garantem aos seus funcionários um contrato de seguro de vida. Os custos são assumidos durante o período em que os mesmos se encontram no activo. Estas responsabilidades estão cobertas por provisão específica.

Provisões

As provisões são reconhecidas quando a REN tem:

- i) uma obrigação presente legal ou construtiva resultante de eventos passados;
- ii) para a qual é mais provável de que não seja necessário um dispêndio de recursos internos na liquidação dessa obrigação; e
- iii) o montante possa ser estimado com razoabilidade. Sempre que um dos critérios não seja cumprido ou a existência da obrigação esteja condicionada à ocorrência (ou não ocorrência) de determinado evento futuro, a REN divulga tal facto como um passivo contingente, salvo se a avaliação da exigibilidade da saída de recursos para liquidação do mesmo seja considerada remota.

As provisões são mensuradas ao valor presente dos dispêndios estimados para liquidar a obrigação, utilizando uma taxa antes de impostos que reflecte a avaliação de mercado para o período do desconto e para o risco da provisão em causa.

Subsídios do Estado e outros

Estes subsídios referem-se a subsídios recebidos pelo investimento em activos reconhecidos como activos fixos tangíveis, e são reconhecidos como um rendimento diferido na rubrica de "Fornecedores e outras contas a pagar".

Os subsídios recebidos do Estado português e da União Europeia são reconhecidos pelo seu justo valor quando existe uma certeza razoável de que o subsídio será recebido.

Os activos de exploração entregues à REN por novos produtores ligados à RNT ou outras entidades são também registados como subsídios recebidos.

Os subsídios são subsequentemente creditados na demonstração dos resultados consolidados, numa base *pro-rata* da depreciação dos activos a que estão associados.

Subsídios à exploração são reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados no mesmo período em que os gastos associados são incursos.

Custos e proveitos

Os custos e proveitos são registados no período a que se referem, independentemente do seu pagamento ou recebimento, de acordo com o princípio contabilístico da especialização dos exercícios. As diferenças entre os montantes recebidos e pagos e os correspondentes réditos e gastos são reconhecidas como activos ou passivos, se se qualificarem como tal.

Diferenças tarifárias

Nas actividades reguladas, o regulador estabelece critérios de alocação de ganhos ou perdas em anos futuros, através de ajustamento tarifário aplicável a anos futuros. De acordo com a estrutura das IFRS, os desvios tarifários são activos ou passivos regulatórios, dependentes de eventos futuros que não são passíveis de reconhecimento. Os referidos valores são registados como proveitos ou custos nos anos em que são incorporados nas tarifas efectivamente facturadas aos clientes.

Rédito

Segmento da electricidade

O reconhecimento do rédito para as actividades concessionadas é efectuado com base na informação da electricidade transmitida para os distribuidores e dos serviços implicitamente prestados, considerando as tarifas definidas anualmente pelo regulador para as actividades de transporte de electricidade e gestão global do sistema.

Relativamente à actividade de intermediação na compra e venda de electricidade (agente), a REN reconhece como rédito a remuneração obtida sobre o valor líquido contabilístico dos activos afectos a esta actividade, e até 30 de

Junho de 2007, 50% dos ganhos comerciais obtidos nas transacções realizadas com o SENV (Sistema Eléctrico não vinculado). A partir de 1 de Julho de 2007 deixaram de ser calculados ganhos comerciais por não ter sido regulamentada pela ERSE a sua forma de cálculo.

Os réditos obtidos destas actividades são regulados pela ERSE, a entidade reguladora para a electricidade. De acordo com o regulamento tarifário, as tarifas a serem aplicadas aos clientes finais (domésticos, industriais e outros) são fixadas anualmente para cada componente do sistema, tais como produção, transporte e distribuição. Os resultados da REN, S.A., referem-se maioritariamente ao transporte de electricidade e à gestão global do sistema eléctrico.

A tarifa para o transporte de electricidade tem a finalidade de recuperar:

- a depreciação dos activos da concessão classificados como equipamento de transporte da electricidade;
- um retorno no valor médio contabilístico dos activos associados à actividade, de acordo com as taxas definidas anualmente pelo regulador; e
- custos operacionais (associados à actividade, remunerações, e outros), deduzidos dos resultados obtidos com o transporte de electricidade imputados a terceiros.

A tarifa para a gestão global do sistema tem a finalidade de recuperar:

- a depreciação dos activos da concessão associados à gestão global do sistema;
- a depreciação dos activos da concessão relativos aos sítios dos centros electroprodutores;
- a remuneração do valor líquido contabilístico médio dos sítios (terrenos) dos centros electroprodutores;
- a remuneração do valor líquido contabilístico médio dos activos associados à actividade, de acordo com as taxas definidas anualmente pelo regulador;
- custos operacionais (associados à actividade, remunerações, e outros); e
- custos operacionais da entidade reguladora.

Segmento do gás

Os réditos das actividades resultantes da concessão do gás são determinados com base: i) na informação sobre o descarregamento e regaseificação de unidades de gás no Terminal GNL; ii) nas unidades de gás injectado, armazenado e extraído das câmaras subterrâneas; e iii) na capacidade usada e unidades de gás transportadas pela rede de alta pressão. O rédito será calculado de acordo com as tarifas determinadas pelo regulador a partir de 1 de Julho de 2007. Para 2006, e até 30 de Junho de 2007, o rédito foi

determinado em conformidade com os acordos de transição assinados com a Transgás, o principal utilizador da capacidade dos activos do gás detidos pelo Grupo REN.

Segmento das telecomunicações

Os réditos de telecomunicações resultam dos serviços prestados pela empresa do Grupo, RENTELECOM, com o arrendamento da fibra óptica, beneficiando da capacidade excedentária dos equipamentos instalados. Nesta área são ainda prestados serviços de gestão de redes privadas de voz. O rédito é reconhecido no período em que o serviço é prestado, com referência à percentagem de conclusão de cada transacção específica, avaliada tendo em conta os serviços já prestados e o total dos serviços a prestar.

Rédito da gestão do Mercado de Derivados

A gestão do Mercado de Derivados de electricidade, no âmbito do MIBEL, origina o pagamento de uma comissão por cada operação negociada, aquando do seu gesto.

Loações

Loações de activos fixos tangíveis, em relação às quais a REN detém substancialmente todos os riscos e benefícios inerentes à propriedade do activo, são classificadas como locações financeiras. São igualmente classificados como locações financeiras os acordos em que a análise de uma ou mais situações particulares do contrato aponte para tal natureza. Todas as outras locações são classificadas como locações operacionais.

As locações financeiras são capitalizadas no início da locação pelo menor entre o justo valor do activo locado e o valor presente dos pagamentos mínimos da locação, cada um determinado à data de início do contrato. A dívida resultante de um contrato de locação financeira é registada, líquida de encargos financeiros, na rubrica de "Empréstimos". Os encargos financeiros incluídos na renda e a depreciação dos activos locados são reconhecidos na "Demonstração" dos resultados consolidados, no período a que dizem respeito.

Os activos tangíveis adquiridos através de locações financeiras são depreciados pelo menor entre o período de vida útil do activo e o período da locação, quando o Grupo não tem opção de compra no final do contrato, ou pelo período de vida útil estimado quando o Grupo tem a intenção de adquirir os activos no final do contrato.

Nas locações consideradas operacionais as rendas devidas são reconhecidas como custo na demonstração dos resultados numa base linear, durante o período da locação.



4. POLÍTICAS DE GESTÃO DO RISCO FINANCEIRO

4.1. Factores do risco financeiro

As actividades da REN estão expostas a uma variedade de factores de risco financeiro: risco de crédito, risco de liquidez e risco de fluxos de caixa associado à taxa de juro, entre outros.

A REN desenvolveu e implementou um programa de gestão do risco que, conjuntamente com a monitorização permanente dos mercados financeiros, procura minimizar os potenciais efeitos adversos na performance financeira do Grupo REN.

A gestão do risco é conduzida pelo departamento financeiro com base em políticas aprovadas pela Administração. O departamento financeiro identifica, avalia e realiza operações com vista à minimização dos riscos financeiros em estrita cooperação com as unidades operacionais da REN.

A Administração define os princípios para a gestão do risco como um todo e políticas que cobrem áreas específicas, como o risco cambial, o risco de taxa de juro, risco de crédito, o uso de derivados e outros instrumentos financeiros não derivados, bem como o investimento do excesso de liquidez.

Risco de taxa de câmbio

A REN não tem operações significativas em moeda estrangeira.

Risco de crédito

O risco de crédito da REN é reduzido, uma vez que parte significativa da prestação de serviços é reconhecida pela facturação emitida aos distribuidores de electricidade e gás natural. O número reduzido de clientes da REN resulta das características do mercado português de electricidade e gás, pelo que o risco de crédito do Grupo não aumenta com esta situação.

No que se refere às aplicações financeiras do Grupo, classificadas como "Caixa e equivalentes de caixa", estas estão contratadas junto de instituições financeiras com um *rating* entre A e A+.

Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da REN é efectuada através de uma gestão flexível do papel comercial e da negociação de linhas de crédito disponíveis a todo o momento.

A tabela seguinte analisa os passivos financeiros da REN e os derivados financeiros liquidados pelo líquido por grupos de maturidade relevantes, tendo por base o período remanescente até à maturidade contratual à data de balanço. Os montantes que constam da tabela são *cash-flows* contratuais não descontados:

Un: Mil euros

	Menos de 1 ano	Entre 1 a 5 anos	Mais de 5 anos
31 de Dezembro de 2006			
Empréstimos obtidos:			
- locações financeiras	972	1 290	-
- empréstimos	34 916	425 814	277 439
- papel comercial	1 125 700	259 500	-
- descobertos bancários	31 512	-	-
Fornecedores e contas a pagar	426 350	991	-

Un: Mil euros

	Menos de 1 ano	Entre 1 a 5 anos	Mais de 5 anos
31 de Dezembro de 2007			
Empréstimos obtidos:			
- <i>leasings</i> financeiros	998	1 309	-
- empréstimos	39 907	280 744	227 696
- papel comercial	1 306 000	300 000	-
- descobertos bancários	23 704	-	-
Fornecedores e contas a pagar	259 472	900	-

Risco de taxa de juro

O risco associado à flutuação da taxa de juro tem dois impactos nas contas do Grupo REN: na remuneração dos activos da empresa, conforme o regulamento tarifário; e no serviço da dívida contratada.

Uma vez que parte significativa dos activos da REN tem um rendimento garantido através das tarifas, a taxa de juro do mercado, os seus fluxos de caixa operacionais são substancialmente afectados pelas alterações da taxa de juro de mercado. Acréscimos desta taxa determinam aumentos substanciais dos fluxos de caixa e vice-versa.

Quase todos os empréstimos do Grupo estão negociados a taxas de juro variáveis, expondo-o ao risco dos fluxos de caixa das taxas de juro. O Grupo REN não efectuou, até ao final do exercício, quaisquer operações de cobertura de risco, pelo que acréscimos das taxas de juro do mercado determinam pagamentos superiores e vice-versa.

Análise de sensibilidade dos custos de financiamento a variações na taxa de juro

Foi efectuada uma análise de sensibilidade com base na dívida total do Grupo REN subtraída das aplicações de fundos e das disponibilidades, com referência a 31 de Dezembro dos anos de 2006 e 2007.

2006

Tendo por referência a dívida líquida do Grupo em 31 de Dezembro de 2006, um acréscimo de 1,5% nas taxas de

juro resultaria num incremento dos custos financeiros líquidos anuais de 27 233 milhares de euros.

2007

Tendo por referência a dívida líquida do Grupo em 31 de Dezembro de 2007, um acréscimo de 1,5% nas taxas de juro resultaria num incremento dos custos financeiros líquidos anuais de 29 018 milhares de euros.

Riscos da actividade regulada

Os ganhos registados em cada exercício pela REN resultam directamente dos pressupostos considerados pelo regulador, a ERSE, na definição das tarifas.

Câmara de compensação

Sendo a OMIClear a entidade responsável pela gestão da plataforma de compensação do mercado de derivados Ibérico, faz o papel de contraparte central nos contratos de derivados negociados (principalmente contratos de futuros), assumindo-se como parte compradora numa posição de venda e como parte vendedora numa posição de compra.

A OMIClear virtualmente elimina ou reduz uma série de riscos:

- crédito – de uma das partes, honrando os seus compromissos contratuais em relação à outra parte;
- liquidação financeira – assegurando, multilateralmente, os débitos e créditos da operação;
- operacional – mantendo o controlo e supervisão dos procedimentos e mecanismos do mercado;
- sistémico – tem em conta a introdução do *netting* multilateral.

4.2. Gestão do risco de capital

O objectivo do Grupo REN em relação à gestão de capital, que é um conceito mais amplo do que o capital relevado na face balanço, é manter uma estrutura de capital óptima, através da utilização prudente de dívida e mantendo um *rating* de crédito sólido que lhe permita reduzir o custo de capital.

A contratação de dívida é analisada periodicamente através da ponderação de factores como:

- i) as necessidades de CAPEX em activos regulados;
- ii) a taxa de remuneração dos activos regulados prevista no regulamento tarifário em vigor; e a política de dividendos definida.

A REN monitoriza ainda o seu capital total com base no rácio de *gearing*, o qual é determinado como sendo a dívida líquida a dividir pelo capital. A dívida líquida é calculada como o montante total de empréstimos (incluindo os saldos cor-

rentes e não-correntes conforme divulgado no balanço deduzido dos montantes de caixa e equivalentes de caixa). O capital total é calculado através da soma dos capitais próprios (como divulgado no balanço) acrescido da dívida líquida.

Em 2007, a estratégia da REN foi manter um *gearing* entre 60% e 70%. Os rácios de *gearing* em 31 de Dezembro de 2007 e 2006 eram os seguintes:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Empréstimos totais (nota 22)	2 057 074	1 876 997
Menos: Caixa e equivalentes de caixa (nota 19)	(125 920)	(55 482)
Dívida líquida	1 931 154	1 821 515
Capital próprio	1 006 329	946 364
Capital Total	2 937 483	2 767 879
<i>Gearing</i>	66%	66%

4.3. Contabilização de instrumentos financeiros derivados

Como parte da sua actividade de agente, a REN negocia pontualmente contratos futuros de aquisição de energia, no mercado espanhol ou francês. Nas datas de relato apresentadas nestas demonstrações financeiras não existem quaisquer contratos activos.

O OMIP, entidade gestora do Mercado de derivados do MIBEL e, mais especificamente, a OMIClear, detida em 90% pelo OMIP, monitoriza as suas actividades, como contraparte central nas negociações de derivados da electricidade (principalmente contratos de futuros), tornando-se comprador em relação a uma posição vendedora (e vice-versa) através de novação, equilibrando todas as posições.

O Grupo REN não tem quaisquer outros instrumentos financeiros derivados negociados ou contratados à data do fecho destas demonstrações financeiras.





5. PRINCIPAIS ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS APRESENTADOS

As estimativas e julgamentos com impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN são continuamente avaliados, representando à data de cada relato a melhor previsão da Administração, tendo em conta o desempenho histórico, a experiência acumulada e as expectativas sobre eventos futuros que, nas circunstâncias em causa, se acreditam ser razoáveis.

A natureza intrínseca das estimativas pode levar a que o reflexo real das situações que haviam sido alvo de avaliação possam, para efeitos de relato financeiro, vir a diferir dos montantes previstos. As estimativas e os julgamentos que apresentam um risco significativo de originar um ajustamento material no valor contabilístico de activos e passivos no decurso do exercício seguinte são as que se seguem:

Estimativas contabilísticas relevantes

5.1. Provisões

A REN analisa de forma periódica eventuais obrigações que resultem de eventos passados e que devam ser objecto de reconhecimento ou divulgação.

A subjectividade inerente à determinação da probabilidade e montante de recursos internos necessários para o pagamento das obrigações poderá conduzir a ajustamentos significativos, quer por variação dos pressupostos utilizados quer pelo futuro reconhecimento de provisões anteriormente divulgadas como passivos contingentes.

5.2. Pressupostos actuariais

A determinação das responsabilidades com pensões de reforma e assistência médica requer a utilização de pressupostos e estimativas, de natureza demográfica e financeira, que podem condicionar significativamente os montantes de responsabilidades apurados em cada data de relato. As variáveis mais sensíveis referem-se à taxa de actualização das responsabilidades, a taxa de rendimento estimada para os activos e as tabelas de mortalidade.

5.3. Activos tangíveis e intangíveis

A determinação das vidas úteis dos activos, bem como o método de depreciação a aplicar, é essencial para determinar o montante das depreciações a reconhecer na demonstração dos resultados consolidados de cada exercício.

Estes dois parâmetros são definidos de acordo com o melhor julgamento da Administração para os activos e negócios em questão, considerando também as práticas adoptadas por empresas do sector ao nível internacional.

5.4. Propriedades de investimento

O cálculo do justo valor das propriedades de investimento à data da transição foi efectuado de acordo com a natureza de cada activo. Os aspectos considerados na determinação do justo valor foram as seguintes:

- os *cash-flows* descontados relativamente aos terrenos das centrais hidroeléctricas; e
- avaliações independentes efectuadas por avaliadores certificados relativamente aos terrenos das centrais térmicas e os outros terrenos e edifícios.

Os pressupostos considerados em cada avaliação correspondem à melhor estimativa da Administração para os referidos activos.

5.5. Imparidade

A determinação de uma eventual perda por imparidade pode ser desencadeada pela ocorrência de diversos eventos, muitos dos quais fora da esfera de influência da REN, tais como a disponibilidade futura de financiamento; o custo de capital; ou a manutenção da actual estrutura regulatória do mercado, bem como por quaisquer outras alterações, quer internas quer externas, ao Grupo REN.

A identificação dos indicadores de imparidade, a estimativa de fluxos de caixa futuros e a determinação do justo valor de activos implicam um elevado grau de julgamento por parte da Administração no que respeita à identificação e avaliação dos diferentes indicadores de imparidade, fluxos de caixa esperados, taxas de desconto aplicáveis, vidas úteis e valores residuais.

No que se refere às actividades específicas da REN, existem outros factores a considerar no teste da imparidade, uma vez que os compromissos de aumentar a rede de infra-estruturas, as alterações de tarifa expectáveis ou a actual estratégia dos participantes no capital da REN que, conjuntamente com outros factores, poderão levar a alterações no padrão ou montante dos fluxos de caixa futuros.

Julgamentos contabilísticos relevantes

5.6. Contrato de concessão

Tal como referido na política do serviço de concessão (Nota 3.2), a IFRIC 12 aplica-se às concessões atribuídas ao Grupo REN. Esta interpretação ainda não foi adoptada pela União Europeia e, apesar de se tratar apenas de uma interpretação e não de uma nova norma, o Grupo REN decidiu não efectuar qualquer alteração ao tratamento contabilístico dado actualmente aos contratos de concessão.

6. CONCENTRAÇÃO DE ACTIVIDADES EMPRESARIAIS

Em 26 de Setembro de 2006, a REN negociou com o Grupo GALP a transacção do destaque de activos do gás. Esta transacção, que qualifica como uma concentração de actividade empresarial, envolveu:

- i) a aquisição do negócio do transporte de gás natural, incluindo a aquisição da infra-estrutura, da dívida e a transferência de empregados;
- ii) a aquisição dos sítios de armazenagem subterrânea de gás natural (conectados com o sistema de gestão de gás natural); e
- iii) a aquisição das acções da companhia que opera o terminal de gás natural liquefeito (recepção, armazenamento e regasificação).

Como as concessões foram estabelecidas pelo Estado para cada actividade separada, o Grupo REN criou duas novas entidades para “receber” a actividade de gestão da infra-estrutura de transporte e as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural.

Na data de aquisição o justo valor dos activos e passivos adquiridos foi estabelecido provisoriamente, dado que o preço final da transacção estava ainda pendente da avaliação final dos activos e da conclusão da regulação para o gás. Em Junho de 2007, o preço final foi estabelecido com base na média de três avaliações independentes efectuadas por instituições financeiras e no modelo regulatório publicado pela ERSE, tendo dado origem a um pagamento adicional de 24 026 milhares de euros (inclui impostos).

Assim, a alocação do preço final de compra em 26 de Setembro de 2006 é o seguinte:



Un: Mil euros

	REN Gasodutos	REN Armazenagem	REN Atlântico
Activos e passivos adquiridos			
Activos intangíveis	1 140	-	-
Activos tangíveis	748 051	111 694	241 270
Propriedades de investimento	-	-	-
Interesses em <i>joint ventures</i>	6 043	-	-
Activos por impostos diferidos	-	-	-
Existências	2 058	6	-
Clientes e outras contas a receber	46 042	-	10 735
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	36 167
Empréstimos obtidos	(324 219)	-	(169 805)
Provisões	-	-	(8)
Passivos por impostos diferidos	-	-	(3 898)
Fornecedores e outras contas a pagar	(74 184)	(35 314)	(85 654)
Imposto sobre o rendimento a pagar	-	-	-
	404 931	76 386	28 806
<i>Goodwill</i>	-	-	(3 774)
Total pago	404 931	76 386	32 580



A comparação entre o justo valor e os montantes contabilizados dos activos e passivos que foram reconhecidos no balanço inicial das empresas é a seguinte:

Un: Mil euros

	REN Gasodutos		REN Armazenagem		REN Atlântico	
	Justo valor	Valor contabilístico	Justo valor	Valor contabilístico	Justo valor	Valor contabilístico
Activos intangíveis	1 140	910	-	-	-	-
Activos tangíveis	748 051	657 216	111 694	106 983	241 270	226 561
Interesses em <i>joint ventures</i>	6 043	23 311	-	-	-	-
Activos por impostos diferidos	-	-	-	-	-	2
Existências	2 058	1 670	6	-	-	-
Clientes e outras contas a receber	46 042	46 042	-	-	10 735	10 733
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	-	-	36 167	36 167
Empréstimos obtidos	(324 219)	(324 219)	-	-	(169 805)	(151 475)
Provisões	-	-	-	-	(8)	(8)
Passivos por impostos diferidos	(74 184)	-	-	-	(3 898)	-
Fornecedores e outras contas a pagar	-	-	(35 314)	(30 598)	(85 654)	(103 985)
Imposto sobre o rendimento a pagar	-	-	-	-	-	-
	404 931	404 931	76 386	76 386	28 806	17 994

Devido às alterações na alocação do preço de compra, os comparativos para 2006 foram re-expressos conforme apresentado nas demonstrações financeiras principais e notas aplicáveis.

7. ALTERAÇÕES NO PERÍMETRO DE CONSOLIDAÇÃO DO GRUPO

A principal alteração no perímetro de consolidação do exercício findo em 31 de Dezembro de 2007 resulta da constituição de duas novas sociedades:

Nome	Sede	% detida	
		Grupo	Individual
REN Trading, S.A.	Av. Estados Unidos	100%	100%
REN Serviços, S.A.	Av. Estados Unidos	100%	100%

A REN Trading, S.A., tal como referido na nota 1, foi constituída com o objectivo de fazer a gestão dos CAE da Tejo Energia e Turbogás. O seu capital social de constituição foi de 50 mil euros.

A REN Serviços, S.A., refere-se a uma empresa constituída pela REN SGPS, S.A., com o objectivo de prestar serviços partilhados nas actividades administrativas de apoio às diversas empresas do Grupo, não tendo ainda iniciado a sua actividade a esta data. O seu capital social de constituição foi de 50 mil euros.

8. INFORMAÇÃO POR SEGMENTOS

8.1. Formato de relato principal

Segmentos de negócio

O Grupo está organizado em dois principais segmentos de negócio, a Electricidade e o Gás, e dois segmentos secundários. O segmento da Electricidade inclui as actividades de transporte de electricidade em muito alta tensão, a gestão global do sistema eléctrico de abastecimento público e a gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) não cessados em 30 de Junho de 2007. O segmento do gás inclui o transporte de gás em muito alta pressão e a gestão global do sistema nacional de abastecimento de gás natural, assim como a operação de regaseificação no terminal GNL e o armazenamento subterrâneo de gás natural.

Embora as actividades do terminal GNL e do armazenamento subterrâneo possam ser vistas como distintas da actividade decorrente do transporte de gás e da gestão global do sistema nacional de gás natural, uma vez que estas actividades prestam serviços a um único utilizador, o qual é também o principal utilizador da rede de transporte de gás em alta pressão, considerou-se que as mesmas estão sujeitas aos mesmos riscos e benefícios.

Os outros segmentos (telecomunicações e gestão do mercado de derivados de electricidade) são também apresentados separadamente embora não qualifiquem para divulgação.

Os resultados por segmento para o exercício de 2006 são como se segue:

Informação por segmentos (2006)

Un: Mil euros

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Grupo
Total de vendas e prestações de serviços	350 489	35 232	3 235	673	389 629
Vendas e prestação de serviços intersegmentos	(1 420)	(264)	(151)	(74)	(1 909)
Vendas e prestação de serviços	349 069	34 968	3 084	599	387 720
Resultado operacional por segmento	596 709	9 099	2 871	227	608 906
Custo financeiro	(37 472)	(5 112)	-	(19)	(42 603)
Proveitos financeiros	357	643	-	-	1 000
Ganhos em <i>joint ventures</i>	-	2 577	-	-	2 577
Resultados antes do imposto					569 880
Imposto do exercício					(73 258)
Resultado líquido do exercício					496 622
OUTROS CUSTOS					
Depreciações	75 603	20 094	10	564	96 271
Imparidade de activos (Propriedades de investim.)	102 476	-	-	-	102 476
Provisões para outros passivos e encargos	42 584	-	-	-	42 584

As transacções intersegmentos são efectuadas a condições e termos de mercado, equiparáveis às transacções efectuadas com entidades terceiras.

Os activos e passivos por segmento, bem como os investimentos em imobilizado para o exercício de 2006, são como segue:

Informação por segmentos (2006)

Un: Mil euros

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Grupo
Activos	2 649 395	1 244 294	4 763	4 603	3 903 055
Investimentos em <i>joint ventures</i>	0	2 577	0	0	2 577
Total activos	2 649 395	1 246 871	4 763	4 603	3 905 632
Passivos	2 277 748	680 781	137	602	2 959 268
Investimento em activos fixos tangíveis	241 953	26 497	70	70	268 590





Os resultados por segmento para o exercício de 2007 são como se segue:

Informação por segmentos (2007)

Un: Mil euros

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Grupo
Total de vendas e prestações de serviços	412 577	139 306	4 121	4 009	560 013
Vendas e prestação de serviços intersegmentos	(913)	(865)	(1 008)	(2 535)	(5 321)
Vendas e prestação de serviços	411 664	138 441	3 113	1 474	554 692
Resultado operacional por segmento	166 056	55 488	2 696	(1 711)	256 061
Custo financeiro	(56 454)	(23 263)	-	(8)	(82 813)
Proveitos financeiros	706	4 463	1	145	5 317
Ganhos em <i>joint ventures</i>	-	8 896	-	-	8 896
Resultados antes do imposto					187 461
Imposto do exercício					(42 253)
Resultado líquido do exercício					145 208
OUTROS CUSTOS					
Depreciações	78 913	44 403	11	592	123 919
Provisões	25 300	-	-	-	(14 878)

Os activos e passivos por segmento, bem como os investimentos em imobilizado para o exercício de 2007, são como segue:

Informação por segmentos (2007)

Un: Mil euros

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Não Alocados	Grupo
Activos	2 619 225	1 209 689	3 376	47 613	80 606	3 960 509
Interesses em <i>joint ventures</i>	-	9 025	-	-	-	9 025
Total activos	2 619 225	1 218 714	3 376	47 613	80 606	3 969 534
Passivos	2 142 981	621 922	403	40 657	157 242	2 963 205
Investimento em activos fixos tangíveis	243 387	6 073	33	139	218	249 850

Os activos por segmento consistem essencialmente nos activos da concessão classificados na rubrica de activos fixos tangíveis e propriedades de investimento, bem como os clientes e contas a receber. Excluem-se os activos financeiros disponíveis para venda, apresentados como activo "não alocado". Os passivos por segmento compreendem os passivos operacionais, excepto os empréstimos não obtidos para financiamento da actividade de exploração, apresentados como passivo "não alocado".

Os investimentos em activos fixos referem-se a adições aos activos fixos tangíveis (Nota 9).

A maioria das empresas do Grupo REN opera exclusivamente numa área geográfica, em Portugal. Apenas a empresa OMIP, que tem a gestão do Mercado Ibérico de derivados de electricidade, e a OMIClear, que é a câmara de compensação desse mercado, operam a nível ibérico. Contudo, essas transacções não são materiais para divulgar como segmento geográfico.



9. ACTIVOS FIXOS TANGÍVEIS

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2006 os movimentos registados em rubricas do activo fixo tangível foram os seguintes:

Movimentos no activo fixo tangível (2006)

	Terrenos	Edifícios e outras construções	Equipamento básico
1 de Janeiro de 2006			
Custo de aquisição	1 040	50 633	2 201 342
Amortizações acumuladas	-	(21 474)	(1 136 482)
Valor líquido	1 040	29 159	1 064 860
31 de Dezembro de 2006			
Aquisição de subsidiárias	58 302	43 664	1 028 539
Adições	1 766	3 128	34 662
Alienações	-	-	(3 970)
Transferências e abates	(59 381)	(317)	272 794
Aquisição de subsidiárias (Deprec. acumulada)	-	(813)	(40 095)
Depreciação - exercício	(363)	(5 848)	(65 640)
Depreciação - alienações	-	-	3 059
Depreciação - transf. e abates	363	19	(5 245)
Valor líquido	1 727	68 992	2 288 965
31 de Dezembro de 2006			
Custo de aquisição	1 727	97 108	3 533 367
Amortizações acumuladas	0	(28 116)	(1 244 403)
Valor líquido	1 727	68 992	2 288 965

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2007 os movimentos registados em rubricas do activo fixo tangível foram como segue:

Movimentos no activo fixo tangível (2007)

	Terrenos	Edifícios e outras construções	Equipamento básico
1 de Janeiro de 2007			
Custo de aquisição	1 727	97 108	3 533 367
Amortizações acumuladas	-	(28 116)	(1 244 403)
Valor líquido	1 727	68 992	2 288 965
31 de Dezembro de 2007			
Adições	-	23	3 811
Alienações	-	-	-
Transferências e abates	(24)	81	221 679
Depreciação - exercício	(0)	(3 337)	(100 500)
Depreciação - alienações	-	-	-
Depreciação - transf. e abates	-	-	(693)
Valor líquido	1 703	65 759	2 413 261
31 de Dezembro de 2007			
Custo de aquisição	1 703	97 212	3 758 857
Amortizações acumuladas	(0)	(31 453)	(1 345 596)
Valor líquido	1 703	65 759	2 413 261

Un: Mil euros

Equipamento de transporte	Ferramentas	Equipamento administrativo	Imobilizado em curso	Total
4 137	2 187	22 743	114 439	2 396 521
(2 407)	(1 673)	(14 569)	-	(1 176 606)
1 729	514	8 174	114 439	1 219 915
238	570	3 093	8 236	1 142 642
698	98	1 438	226 800	268 590
(570)	-	(583)	-	(5 123)
(19)	(1)	-	(207 265)	5 811
(87)	(105)	(527)	-	(41 627)
(706)	(520)	(3 993)	-	(77 070)
498	-	573	-	4 130
-	-	-	-	(4 862)
1 781	556	8 175	142 210	2 512 406
4 484	2 854	26 691	142 210	3 808 441
(2 702)	(2 298)	(18 516)	-	(1 296 035)
1 781	556	8 175	142 210	2 512 406

Un: Mil euros

Equipamento de transporte	Ferramentas	Equipamento administrativo	Imobilizado em curso	Total
4 484	2 854	26 691	142 210	3 808 441
(2 702)	(2 298)	(18 516)	-	(1 296 035)
1 781	556	8 175	142 210	2 512 406
685	473	1 357	243 501	249 850
(398)	-	(3)	-	(401)
-	-	2 944	(224 097)	583
(631)	(305)	(2 914)	-	(107 688)
359	-	3	-	362
-	-	(97)	-	(790)
1 796	724	9 464	161 614	2 654 320
4 771	3 327	30 989	161 614	4 058 472
(2 975)	(2 603)	(21 525)	-	(1 404 152)
1 796	724	9 464	161 614	2 654 320

Os aumentos registados nas rubricas de tangíveis, em 2006, referem-se, essencialmente, à aquisição do negócio do gás natural à GALP Energia, S.A.

Na data de aquisição, os activos foram registados a um justo valor provisional determinado com base no valor reavaliado dos mesmos a considerar para efeitos regulatórios, tendo sido reconhecida uma depreciação média dos activos para o período decorrido entre 26 de Setembro de 2006 e a data do fim do ano. A valorização final foi obtida em 2007, dando origem a que os valores de 2006 fossem re-expressos, como mostrado acima.

No que respeita ao negócio da electricidade, as adições registadas referem-se essencialmente ao investimento na construção/renovação das subestações e linhas de transporte de energia, registadas em "Equipamento básico".

O valor de custos financeiros capitalizados no imobilizado em curso ascendeu a 6 917 milhares de euros (4 607 milhares de euros em 2006).

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2007 o valor líquido do imobilizado detido ao abrigo de locações financeiras é como segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Valor bruto	3 616	4 145
Amortizações acumuladas	(1 633)	(1 695)
Valor líquido	1 984	2 450

As depreciações dos activos fixos tangíveis estão reconhecidas na rubrica "Depreciações do exercício" da Demonstração dos Resultados Consolidados pela sua totalidade, excepto o valor de 962 milhares de euros (932 milhares de euros em 2006) que foi capitalizado em imobilizado em curso.



10. ACTIVOS INTANGÍVEIS

O valor dos intangíveis refere-se ao *Goodwill* determinado na aquisição da REN Atlântico, S.A., no âmbito do *unbundling* do negócio do gás natural.

	Un: Mil euros		
	<i>Goodwill</i>		
	2007	2006 re-expresso	2006
A 1 de Janeiro			
Custo de aquisição	3 774	-	-
Imparidade acumulada	-	-	-
Valor líquido	3 774	-	-
31 de Dezembro de 2007			
Alteração do perímetro (custo de aquisição)	-	3 774	-
Adições	-	-	-
Abates	-	-	-
Imparidade	-	-	-
Valor líquido	3 774	3 774	-
31 de Dezembro de 2006			
Custo de aquisição	3 774	3 774	-
Imparidade acumulada	-	-	-
Valor líquido	3 774	3 774	-

Teste de imparidade ao *Goodwill*

A REN efectuou o teste de imparidade ao *goodwill* na data do balanço, ao nível da unidade geradora de caixa a que corresponde, a REN Atlântico. A actividade desta empresa está sujeita a um contrato de concessão e à regulação tarifária, pelo que o valor recuperável foi determinado com base no valor de uso. As projecções de *cash-flow* efectuadas tomam em consideração as condições regulatórias expectáveis para o período de concessão remanescente, sendo o pressuposto mais relevante, na determinação dos mesmos, a taxa de remuneração dos activos regulados de 8%. Os *cash-flows* foram descontados considerando uma WACC média de mercado antes de impostos, para a actividade de regaseificação de gás natural, de 7,75% (WACC após impostos de 5,8%).

O valor recuperável calculado foi de 150 890 milhares de euros, valor que permite a recuperação do valor do imobilizado líquido acrescido do *goodwill* de 3 774 milhares de euros.

11. PROPRIEDADES DE INVESTIMENTO

As propriedades de investimento são compostas pelos terrenos dos centros electroprodutores térmicos e hídricos e terrenos e edifícios não afectos às actividades concessionadas da REN, tendo apresentado a seguinte evolução:



	Un: Mil euros	
	2007	2006
A 1 de Janeiro		
Valor bruto	527 078	629 555
Amortizações acumuladas	(62 943)	(42 810)
Valor líquido	464 136	586 745
Período findo em 31 de Dezembro		
Imparidades	-	(102 476)
Alienações e abates	(19 344)	-
Depreciações	(17 193)	(20 133)
Movimentos do período	(36 537)	(20 133)
Valor bruto	505 248	527 079
Amortizações acumuladas	(77 650)	(62 943)
Valor líquido	427 599	464 136

Estes activos integram o segmento de negócio da Electricidade.

A imparidade registada em 2006 refere-se aos terrenos dos centros electroprodutores hidroeléctricos devido à alteração da taxa de remuneração dos mesmos. Em 2007, não se verificou qualquer perda de imparidade.

A diminuição registada em 2007 refere-se à venda de activos à Tejo Energia, por 22,7 milhões de euros.

Para os exercícios apresentados o justo valor das propriedades de investimento é o seguinte:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Terrenos afectos às centrais hidroeléctricas	400 367	416 753
Terrenos afectos às centrias térmicas	21 949	43 397
Outros terrenos e edifícios	7 205	7 212
Total	429 521	467 362

O justo valor das propriedades de investimento foi determinado a 31 de Dezembro de 2007, de acordo com a natureza de cada activo.

O justo valor dos terrenos das centrais hidroeléctricas foi determinado com base nos *cash-flows* descontados estimados até ao final da concessão. Os *cash-flows* incluem: a remuneração de valor igual ao valor da depreciação, a remuneração anual calculada de acordo com a taxa de inflação; o valor das remunerações de anos anteriores, diferidos nas tarifas a receber expectavelmente durante o ano 2008 (previamente era recuperado durante o período remanescente das vidas úteis dos respectivos activos). A taxa de desconto utilizada *pre tax* foi de 6,75% (em 2006: 5,15%) derivada da taxa de juro efectiva média dos financiamentos do Grupo REN.

O justo valor dos terrenos das centrais térmicas foi determinado com base nas avaliações independentes efectuadas à data da transição para IFRS, uma vez que os terrenos não

sofreram alterações significativas.

O justo valor dos outros terrenos e edifícios não afectos às actividades da concessão foi também determinado com base nas avaliações independentes efectuadas à data da transição, uma vez que ocorreram alterações significativas nos terrenos e edifícios.

Na demonstração dos resultados a rubrica de "outros proventos operacionais" inclui 600 milhares de euros referentes a rendas recebidas (306 milhares de euros em 2006) e 12 126 milhares de euros (62 678 milhares em 2006) referentes à remuneração dos terrenos de 1999 a 2003, tal como referido.

Não existem custos específicos suportados com as propriedades de investimento na demonstração dos resultados.

12. INTERESSES EM JOINT VENTURES

Tal como referido na Nota 1, com a aquisição do negócio do transporte de gás natural o Grupo REN adquiriu duas *joint ventures* com a Enagás, a entidade responsável pelo transporte de gás natural em Espanha.

Estas *joint ventures* foram criadas com o objectivo de gerir conjuntamente a capacidade de transporte de alguns sectores dos gasodutos da REN Gasodutos, S.A., com a alocação a cada um dos sócios de uma quota de capacidade de transporte, de forma a garantir a maximização da sua utilização. A rentabilidade destas empresas é assegurada pelos dois parceiros (REN e Enagás) através da fixação do preço anual a pagar por cada unidade de gás natural transportado.

Interesses em *joint ventures*

	Un: Mil euros		
	Goodwill		
	2007	2006 re-expresso	2006
A 1 de Janeiro	8 620	-	-
Aquisições de <i>joint ventures</i>	-	6 043	-
Ganhos / (Perdas)	8 896	2 577	2 577
Dividendos recebidos	(8 491)	-	-
31 de Dezembro	9 025	8 620	2 577



Os activos e passivos a 31 de Dezembro de 2007 e os rendimentos e gastos gerados desde a data de aquisição, conforme reconhecido nas demonstrações financeiras individuais das empresas em *joint venture*, são como se segue:

	2007		2006		Un: Mil euros
	Gasoduto Braga-Tuy	Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga	Gasoduto Braga-Tuy	Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga	
Activos					
Não correntes	14 971	76 477	15 687	80 148	
Correntes	3 194	13 439	3 551	18 886	
	18 165	89 916	19 238	99 034	
Passivos					
Não correntes	8 168	30 074	1 788	42 189	
Correntes	3 183	20 902	10 483	18 407	
	11 351	50 976	12 271	60 596	
Capital próprio	6 814	38 940	6 967	38 438	
	6 814	38 940	6 967	38 438	
Actividade no ano					
Rendimentos	3 715	24 465	997	6 710	
Gastos	(2 561)	(15 024)	(655)	(3 979)	
Resultado líquido	1 154	9 441	342	2 731	
% participação detida	51%	88%	51%	88%	
	588	8 308	174	2 403	

O interesse nas *joint ventures* foi adquirido no âmbito da aquisição dos activos do gás, fazendo parte dos activos integrados na REN Gasodutos. Na data da aquisição, o justo valor do interesse nestas entidades refere-se ao valor dos dividendos pré-aquisição (lucros gerados até Setembro de 2006) a receber das sociedades. O restante valor dos capitais próprios das sociedades foi considerado nulo devido ao facto de após a entrada em vigor do regulamento tarifário, todos os ganhos gerados por estas sociedades reverterem para as tarifas.

O valor de dividendos recebidos em 2007 refere-se à quota-parte da empresa REN Gasodutos nos lucros gerados pelas sociedades no exercício de 2006.



13. ACTIVOS E PASSIVOS POR IMPOSTOS DIFERIDOS

Em 31 de Dezembro de 2007, os saldos reconhecidos relativamente a impostos diferidos são apresentados no balanço consolidado pelo seu valor bruto.

O impacto dos movimentos nas rubricas de impostos diferidos, ocorrido para os exercícios apresentados, foi como se segue:

	Un: Mil euros		
	2007	2006	2006
			re-expresso
Capital próprio			
Imposto diferido	(2 689)	65 468	65 468
	(2 689)	65 468	65 468
Aquisição de subsidiárias			
Imposto diferido	-	-	11 634
	-	-	11 634
Demonstração de resultados			
Imposto diferido	21 542	(18 592)	(18 419)
Imposto corrente	(63 705)	(54 666)	(54 794)
	(42 253)	(73 258)	(73 213)


Impacto dos movimentos nas rubricas de impostos diferidos

	Un: Mil euros		
	2007	2006	2006
	re-expresso		
Impacto			
na demonstração dos resultados			
Activos por impostos diferidos	1 294	(27 454)	(27 480)
Imposto diferido na reciclagem da reserva justo valor	-	(66 858)	(66 858)
Passivos por impostos diferidos	20 158	75 720	75 919
	21 452	(18 592)	(18 419)
Impacto			
na aquisição de filiais			
Passivos por impostos diferidos	-	(3 898)	(11 634)
Impactos			
no capital próprio			
Activos por impostos diferidos	(1 550)	(1 390)	(1 390)
Passivos por impostos diferidos	(1 139)	66 858	66 858
	(2 689)	65 468	65 468
Impacto			
líquido dos impostos diferidos	18 763	42 978	35 414



Os movimentos ocorridos nas rubricas de activos e passivos por impostos diferidos para os exercícios apresentados são como se segue:

Activos por impostos diferidos - Movimentos do ano

	Un: Mil euros				
	Provisões	Prejuízos fiscais	Pensões	Outros	Total
A 1 de Janeiro de 2006	865	30 962	12 748	3 942	48 516
Período findo em 31 de Dezembro					
Transferidos para passivos por imposto diferido	-	-	-	(1 647)	(1 647)
Constituição/reversão por capital	-	-	(1 390)	-	(1 390)
Reversão por resultados	-	(30 962)	(1 452)	(200)	(32 614)
Constituição por resultados	5 865	7	-	934	6 806
Movimento do período	5 865	(30 955)	(2 842)	(913)	(28 845)
A 31 de Dezembro de 2006	6 730	7	9 906	3 029	19 672

	Un: Mil euros				
	Provisões	Prejuízos fiscais	Pensões	Outros	Total
A 1 de Janeiro de 2007	6 730	7	9 906	3 029	19 672
Período findo em 31 de Dezembro					
Constituição/reversão por capital	-	-	(1 550)	-	(1 550)
Reversão por resultados	(5 389)	-	(593)	(132)	(6 114)
Constituição por resultados	6 835	(7)	(339)	919	7 408
Movimento do período	1 446	(7)	(2 482)	787	(256)
A 31 de Dezembro de 2007	8 176	-	7 424	3 816	19 416

Em 31 de Dezembro de 2007 não existem prejuízos fiscais a recuperar.

	Agente	Equipamento transporte electricidade	Propriedades de investimento	Reavaliação antes de GAAP	Activos disponíveis para venda	Justo Valor activos gás	Outros	Total
Un: Mil euros								
A 1 de Janeiro de 2006	104 785	9 231	46 692	41 477	66 858	-	143	269 186
Período findo em 31 de Dezembro								
Aquisição de filiais	-	-	-	-	-	3 898	-	3 898
Transferência de activos por impostos diferidos	-	-	-	-	-	-	1 647	1 647
Constituição/reversão por capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição por resultados	21 646	4 234	-	-	(66 858)	-	(1 647)	(42 625)
Reversão por resultados	-	-	(30 254)	(4 288)	-	(57)	(143)	(34 742)
Movimentos do período	21 646	4 234	(30 254)	(4 288)	(66 858)	3 841	(143)	(71 822)
A 31 de Dezembro de 2006	126 431	13 465	16 438	37 189	(0)	3 841	-	197 364

	Agente	Equipamento transporte electricidade	Propriedades de investimento	Reavaliação antes de GAAP	Activos disponíveis para venda	Justo Valor activos gás	Outros	Total
Un: Mil euros								
A 1 de Janeiro de 2007	126 431	13 465	16 438	37 189	-	3 841	-	197 364
Período findo em 31 de Dezembro								
Constituição/reversão por capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição por resultados	-	4 904	-	-	1 139	-	-	6 043
Reversão por resultados	(16 784)	-	(5 747)	1 262	-	(3 831)	38	(25 062)
Movimentos do período	(16 784)	4 904	(5 747)	1 262	1 139	(3 831)	38	(19 019)
A 31 de Dezembro de 2007	109 647	18 369	10 691	38 451	1 139	10	38	178 345

As reavaliações fiscais resultam da actualização do valor dos activos efectuada no normativo POC, com base em diplomas do Governo em que são definidos os coeficientes de desvalorização monetária. O efeito destes impostos diferidos reflecte a não dedução fiscal de 40% da reavaliação efectuada.

14. ACTIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS POR CATEGORIA

As políticas contabilísticas para instrumentos financeiros de acordo com a IAS 39 foram aplicadas aos seguintes activos e passivos financeiros:

Ano 2006		Un: Mil euros		
	Créditos e valores a receber	Activos financeiros disponíveis para venda	Outros passivos financeiros	Total
Activos				
Caixa e equivalentes de caixa	55 478	-	-	55 478
Depósitos de garantia recebidos	13 913	-	-	13 913
Clientes e outras contas a receber	799 356	-	-	799 356
Activos financeiros disponíveis para venda	-	1 033	-	1 033
Total activos financeiros	868 747	1 033	-	869 780
Passivos				
Empréstimos obtidos	-	-	1 880 464	1 880 464
Depósitos de garantia a receber	-	-	13 913	13 913
Fornecedores e contas a pagar	-	-	427 341	427 341
Total passivos financeiros	-	-	2 321 718	2 321 718



Ano 2007				Un: Mil euros
	Créditos e valores a receber	Activos financeiros disponíveis para venda	Outros passivos financeiros	Total
Activos				
Caixa e equivalentes de caixa	125 917	-	-	125 917
Depósitos de garantia recebidos	39 765	-	-	39 765
Cientes e outras contas a receber	602 524	-	-	602 524
Activos financeiros disponíveis para venda	-	59 567	-	59 567
Total activos financeiros	768 206	59 567	-	827 773
Passivos				
Empréstimos obtidos	-	-	2 057 074	2 057 074
Depósitos de garantia a pagar	-	-	39 765	39 765
Fornecedores e contas a pagar	-	-	260 372	260 372
Total passivos financeiros	-	-	2 357 211	2 357 211

Qualidade dos activos financeiros

A qualidade de crédito dos activos financeiros que não estão vencidos ou em imparidade podem ser avaliados com referência aos *ratings* de crédito ou informação histórica das entidades a que se referem:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Cientes e outros devedores		
AA+		
AA-	413 762	477 096
A-	53 357	261 690
Outros sem <i>rating</i>	135 405	60 570
Total de créditos e valores a receber	602 524	799 356
Depósitos bancários		
AA	3 015	1 002
AA-	8	13
A+	13 379	12 939
A	109 515	41 525
Total de depósitos bancários	125 917	55 478

Os créditos a receber de clientes e outros devedores referem-se essencialmente a transacções de prestação de serviços no âmbito das actividades reguladas no negócio da electricidade e gás. As principais transacções são efectuadas com os distribuidores autorizados para cada um dos negócios, como a EDP, a GALP e alguns distribuidores europeus. O valor mais significativo da rubrica, 413,8 milhões, refere-se à conta corrente do agente proveniente das intermediações na compra e venda de electricidade.

Relativamente aos créditos vencidos ou em imparidade:

i) dos créditos a receber, 828 mil euros estão ajustados por imparidade, existindo um processo judicial em curso referente ao mesmo;

ii) existem créditos com alguma antiguidade referentes a transacções com empresas do Grupo EDP cujo risco de recuperação é considerado nulo.

15. ACTIVOS FINANCEIROS DISPONÍVEIS PARA VENDA

Em 31 de Dezembro de 2007, os activos reconhecidos nesta rubrica referem-se a instrumentos de capital detidos em entidades estratégicas do mercado de electricidade espanhol, como segue:

	Un: Mil euros			
	% detida	Entidade	2007	2006
OMEL				
Operador del Mercado				
Ibérico de Energia				
(Pólo Espanhol)	10%	OMIP	1 033	1 033
Red Eléctrica de España, S.A.	1%	REN SGPS	58 534	
Total			59 567	1 033

Os movimentos registados nesta rubrica em 2007 foram os seguintes:

	Un: Mil euros			
	GALP	OMEL	REE	Total
1 de Janeiro de 2006	923 977	1 033	-	925 010
Alienações	(923 977)	-	-	(923 977)
31 de Dezembro de 2006	-	1 033	-	1 033
1 de Janeiro de 2007	-	1 033	-	1 033
Aquisições	-	-	49 934	49 934
Ajustamento de justo valor	-	-	8 600	8 600
Alienações	-	-	-	-
31 de Dezembro de 2007	-	1 033	58 534	59 567

A participação detida pela REN Eléctrica de 18,3% na GALP Energia, SGPS, foi alienada em 2006, à Amorim Energia, B.V., entidade com a qual a REN tinha assinado um acordo no final de 2005, para a sua alienação por 944 milhões de euros.

Uma vez que a OMEL não é uma empresa cotada e não existem transacções recentes de aquisição/alienação do capital da mesma, a REN optou a esta data por manter a participação ao custo de aquisição, por não ser possível determinar o justo valor da participação.

A Red Eléctrica de España (REE) é a entidade responsável pela gestão da rede eléctrica em Espanha. A REN SGPS adquiriu 1% de acções da REE como parte de um acordo firmado entre os Governos de Portugal e Espanha. A REE está listada na Euronext - Espanha e o activo financeiro foi registado na data do balanço de acordo com a cotação a 28 de Dezembro de 2007, o que resultou num ganho de justo valor de 8 600 milhares de euros.

Os ajustamentos ao justo valor dos activos financeiros disponíveis para venda, estão reflectidos no capital próprio, na reserva de justo valor (Nota 21).

Ajustamento de Justo valor	
Variação justo valor	8 600
Impacto do imposto diferido	(1 139)
Ajustamento líquido em capital	7 460

16. CLIENTES E OUTRAS CONTAS A RECEBER

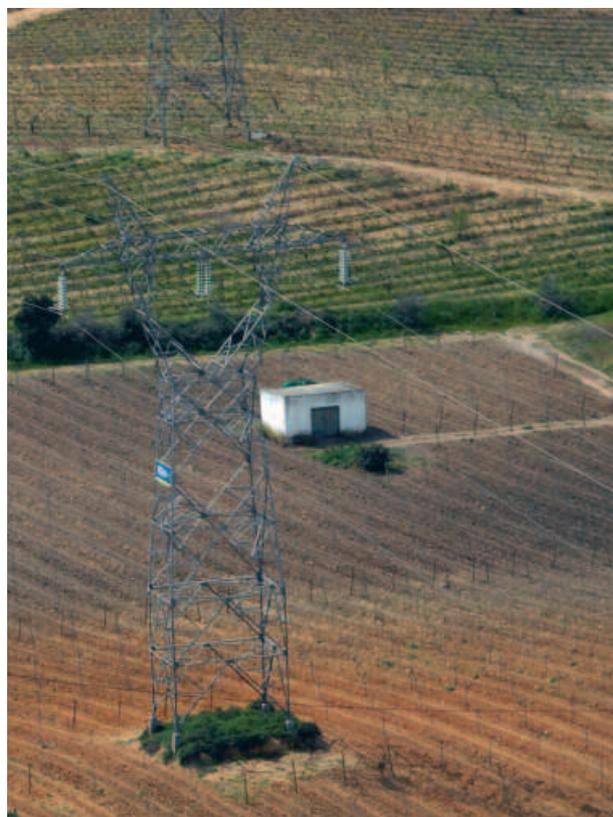
No exercício findo em 31 de Dezembro de 2007, a decomposição da rubrica de Clientes e outras contas a receber é como se segue:

Detalhe dos clientes e outras contas a receber

	2007			2006 re-expresso			Un: Mil euros
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total	
Clientes (i)	148 552	155	148 707	272 143	155	272 298	
Clientes de cobrança duvidosa	(828)	-	(828)	(828)	-	(828)	
Clientes - Valor líquido	147 724	155	147 879	271 315	155	271 470	
Saldo do agente (ii)	343 694	70 068	413 762	122 344	354 752	477 096	
Empréstimos a <i>joint ventures</i> (iii)	10 014	30 041	40 055	9 299	37 196	46 495	
Estado e outros entes públicos	10 025	-	10 025	24 886	-	24 886	
Clientes e outras contas a receber	511 457	100 264	611 721	427 844	392 103	819 947	

(i) Na composição dos saldos das contas a receber de clientes assume particular relevância o montante em dívida pela EDP - Distribuição de Energia, S.A., o qual ascende a 53 357 milhares de euros (258 768 milhares de euros em 2006).

(ii) O saldo do agente refere-se aos saldos a receber resultantes da actividade de intermediação na aquisição



ção e venda de electricidade, por parte da REN.

(iii) os empréstimos a *joint ventures* dizem respeito a empréstimos à Sociedade Gasodutos Campo Maior-Leiria-Braga adquiridos no âmbito da transacção de *umbundling*. Este empréstimo é remunerado pela taxa mais alta entre os custos médios da dívida da REN Gasodutos e da Enagás.



Para os períodos apresentados não existem diferenças entre os valores contabilísticos e o seu justo valor. Os saldos a receber não correntes vencem juros a taxas de mercado.

17. EXISTÊNCIAS

O detalhe de existências em 31 de Dezembro de 2007 é como se segue:

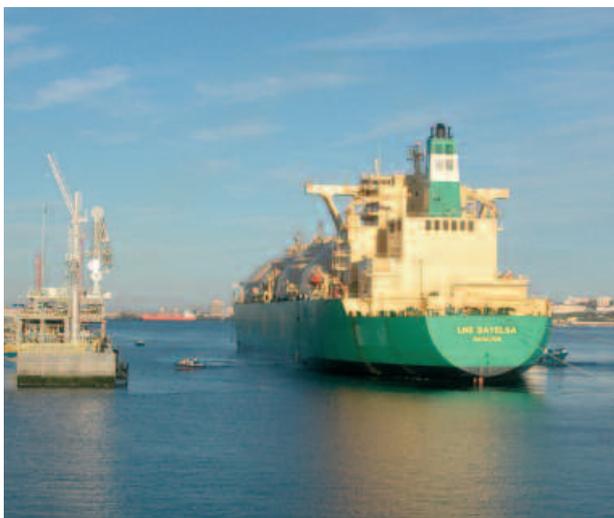
	Un: Mil euros	
	2007	2006
Mercadorias	13	38
Materiais diversos	3 060	3 051
Existências	3 073	3 089

18. DEPÓSITOS DE GARANTIA

Os depósitos de garantia referem-se a depósitos entregues pelos participantes no Mercado de Derivados da Electricidade, que é monitorizado pela OMIClear, empresa do Grupo. Estes activos são considerados como *restricted cash*, como é referido na Nota 3.13.

A 31 de Dezembro de 2007, os valores reconhecidos no Balanço são os seguintes:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Depósitos de garantia dos participantes	39 765	13 913
Valores a entregar aos participantes	(39 765)	(13 913)



19. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Caixa, equivalentes de caixa e os descobertos bancários apresentam os seguintes valores:

Detalhe do valor de caixa e equivalentes de caixa

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Caixa	3	4
Depósitos bancários	125 917	55 478
Caixa e equivalentes de caixa	125 920	55 482

As taxas de juro efectivas de depósitos bancários de curto prazo são indicadas na nota 22.

O detalhe do montante considerado como saldo final na rubrica de "Caixa e equivalentes de caixa" para efeitos da elaboração da demonstração de fluxos de caixa consolidados para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2007 é como se segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Caixa	3	4
Descobertos bancários	(23 704)	(31 512)
Depósitos bancários	125 916	55 478
Caixa e equivalentes de caixa	102 215	23 970

20. CAPITAL SOCIAL

Em 31 de Dezembro de 2007, o capital social da REN encontrava-se totalmente subscrito e realizado, sendo representado por 534 000 000 acções com o valor nominal de um euro cada.

O detalhe do capital social a 31 de Dezembro de 2007 é como se segue:

	Un: Mil euros	
	Número de acções	Capital Social
	534 000 000	534 000
Capital Social	534 000 000	534 000

A distribuição de dividendos durante o exercício de 2007 ascendeu a 0,345 euros por acção (em 2006, 3,324 euros por acção).

21. OUTRAS RESERVAS E RESULTADOS ACUMULADOS

As rubricas "Outras reservas" e "Resultados acumulados" registaram os seguintes movimentos durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2007 e 2006:

Outras reservas e resultados acumulados – Movimentos ocorridos

	Atribuível aos accionistas						Un: Mil euros
	Reservas legais	Reserva justo valor	Outras reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	Interesses minoritários	Total
A 1 de Janeiro de 2006	28 101	436 217	192 830	29 148	103 980	67	790 343
Ganhos/(perdas) actuariais	-	-	-	3 664	-	-	3 664
Reserva de justo valor (valor líquido)	-	(436 217)	-	-	436 217	-	-
Ganhos/(perdas) reconhecidos em capital	28 101	-	192 830	32 812	540 197	67	794 007
Resultado líquido do período	-	-	-	-	59 829	433	60 262
Imob. incorpóreas reexpressão - impacto no capital	-	-	-	-	143	-	143
Total de ganhos reconhecidos no período	28 101	-	192 830	32 812	600 169	500	854 412
Distribuição de dividendos (referente a 2005)	-	-	-	(66 395)	-	-	(66 395)
Dividendos - referentes a reservas	-	-	(209 727)	(78 926)	-	-	(288 653)
Transf. para outras reservas	5 533	-	16 897	81 550	(103 980)	-	-
Dividendos antecipados de 2006	-	-	-	-	(87 000)	-	(87 000)
A 31 de Dezembro de 2006	33 634	-	-	(30 959)	409 189	500	412 364

	Atribuível aos accionistas						Un: Mil euros
	Reservas legais	Reserva justo valor	Outras reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	Interesses minoritários	Total
A 1 de Janeiro de 2007	33 634	-	-	(30 959)	409 189	500	412 364
Ganhos/(perdas) actuariais	-	-	-	4 299	-	-	4 299
Reserva de justo valor (valor líquido)	-	7 460	-	-	-	-	7 460
Ganhos/(perdas) reconhecidos em capital	33 634	7 460	-	(26 660)	409 189	500	424 124
Resultado líquido do período	-	-	-	-	145 150	58	145 208
Total de ganhos reconhecidos no período	33 634	7 460	-	(26 660)	554 339	558	569 332
Distribuição de dividendos	-	-	-	(97 000)	-	(3)	(97 003)
Transf. para outras reservas	27 503	-	83 993	297 693	(409 189)	-	-
A 31 de Dezembro de 2007	61 137	7 460	83 993	174 033	145 150	555	472 329

A Reserva legal não está ainda totalmente constituída nos termos da lei (20% do capital social), pelo que um mínimo de 5% dos resultados será destinado à sua dotação. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do Capital Social.

Em 2006, as Outras reservas referem-se a reservas livres cuja constituição foi decidida pelos accionistas, em Assembleia Geral, e que por poderem ser utilizadas pelos accionistas livremente foram distribuídas na totalidade aos accionistas, em 2006.

22. EMPRÉSTIMOS

A repartição dos empréstimos quanto ao prazo (corrente e não corrente) e por natureza de empréstimo, no final do exercício, é como segue:

	Un: Mil euros					
	2007			2006		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Papel comercial	1 306 000	300 000	1 606 000	1 125 700	259 500	1 385 200
Empréstimos bancários	39 907	385 907	425 814	34 917	425 813	460 730
Descobertos bancários	23 704	-	23 704	31 512	-	31 512
	1 369 611	685 907	2 055 518	1 192 129	685 313	1 877 442
Locações financeiras	891	1 262	2 153	896	1 231	2 127
Juros a pagar - Empréstimos	1 073	-	1 073	895	-	895
Juros pagos (antecipação) - papel comercial	(1 670)	-	(1 670)	(3 467)	-	(3 467)
	1 369 905	687 169	2 057 074	1 190 453	686 544	1 876 997



A REN é subscritora de oito programas de papel comercial no valor de 1 730 000 milhares de euros, estando utilizados 1 606 000 milhares de euros em 31 de Dezembro de 2007.

Os empréstimos bancários não têm como garantia real os activos da REN. Todos os empréstimos estão negociados em euros.

No final do exercício de 2007, o Grupo REN possuía ainda as seguintes linhas de crédito contratadas e não utilizadas.

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Taxas de juro variáveis		
Curto prazo	170 000	170 000
Médio/Longo prazo	-	-
	170 000	170 000

As linhas de crédito com vencimento até um ano são renováveis, de forma automática, anual ou trimestralmente. As linhas de crédito com vencimento após um ano não têm limite definido.

Empréstimos

A exposição dos empréstimos do grupo às alterações das taxas de juro nos períodos contratuais de fixação das taxas são como segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Até 6 meses	1 932 921	1 752 870
Entre 6 e 12 meses	-	-
Entre 1 e 5 anos	-	-
Superior a 5 anos	122 000	122 000
	2 054 921	1 874 870

As taxas de juro efectivas à data do balanço eram as seguintes:

	2007	2006
Depósitos bancários	3,91%	3,17%
Empréstimos e papel comercial	4,42%	3,27%

O valor contabilístico e o justo valor dos empréstimos são como segue:

	Valor contabilístico		Justo valor	
	31-12-2007	31-12-2006	31-12-2007	31-12-2006
Papel comercial	1 606 000	1 385 200	1 604 295	1 381 733
Empréstimos	425 814	492 172	420 577	446 690
	2 031 814	1 877 372	2 024 872	1 828 423

O justo valor é calculado pelo método dos *cash flows* descontados, utilizando a taxa de desconto, da data do balanço, de acordo com as características de cada empréstimo. Uma vez que todos os empréstimos são negociados a taxas de juro variáveis, o justo valor dos empréstimos é semelhante ao valor contabilístico dos mesmos.

Locações financeiras

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Locações financeiras pagamentos mínimos da locação		
Até 1 ano	998	972
Entre 1 e 5 anos	1 309	1 290
Mais de 5 anos	-	-
	2 307	2 262
Custos financeiros futuros das locações financeiras	(154)	(135)
Valor actual do passivo das locações financeiras	2 153	2 127

O valor actual do passivo das locações financeiras é como segue:

	Un: Mil euros	
	31-12-2007	31-12-2006
Até 1 ano	891	896
Entre 1 e 5 anos	1 262	1 231
Mais de 5 anos	-	-
	2 153	2 127

23. OBRIGAÇÕES DE BENEFÍCIOS DE REFORMA E OUTROS

A REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., concede complementos de pensões de reforma e sobrevivência (daqui em diante referido como Plano de pensões), assegura aos seus reformados e pensionistas, em condições similares aos trabalhadores no activo, um plano de cuidados médicos e concede ainda outros benefícios como prémios de antiguidade, de reforma e subsídio de morte (descrito como "outros benefícios" na nota 23.2)

Para cobertura das responsabilidades para complementos de pensões de reforma, a REN contribui para um Fundo de Pensões autónomo, para o qual é transferida a totalidade das responsabilidades e as dotações necessárias para cobrir os respectivos encargos que se forem vencendo em cada um dos exercícios.

O plano de cuidados médicos e outros benefícios não tem fundo constituído, sendo a respectiva responsabilidade coberta por uma provisão específica.

Os trabalhadores que satisfaçam determinadas condições de idade e antiguidade predefinidas e que optem por passar à situação de reforma antecipada, assim como aqueles que acordem com a empresa a passagem à pré-reforma, são igualmente incluídos nos planos.

As responsabilidades e os correspondentes custos anuais são determinados através de cálculos actuariais anuais, utilizando o método de crédito da unidade projectada, efectuada por actuário independente, baseados em pressupostos que reflectem as condições demográficas da população coberta pelo plano e as condições económicas e financeiras prevalentes no momentos do cálculo.

Em termos globais, o impacto destes planos nas demonstrações financeiras consolidadas é como se segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Obrigações no balanço		
Plano de pensões	(7)	5 210
Cuidados médicos e outros benefícios	27 963	32 128
Plano de seguro de vida	60	50
	28 016	37 388
Gastos na demonstração dos resultados		
Plano de pensões	392	(114)
Cuidados médicos e outros benefícios	2 138	2 130
Plano de seguro de vida	10	39
	2 540	2 055

Segmento da electricidade

Os principais pressupostos utilizados no cálculo actuarial são os abaixo indicados:

Pressupostos actuariais

	2007	2006
Taxa anual de desconto	5,40%	4,50%
Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada	10,00%	10,00%
Taxa anual de crescimento dos salários	3,30%	3,30%
Taxa anual de crescimento das pensões	2,25%	2,25%
Taxa anual de crescimento das pensões da Segurança Social	2,00%	2,00%
Taxa de inflação	2,00%	2,00%
Taxa anual de crescimento de custos com a saúde (durante 8 anos)	4,50%	4,50%
Taxa anual de crescimento de custos com a saúde (após o período de 8 anos)	4,00%	4,00%
Despesas de gestão (por funcionário/ano)	150 €	233 €
Taxa de crescimento das despesas de gestão - até 2007	4,50%	4,50%
Taxa de crescimento das despesas de gestão - após 2007	2,70%	2,70%
Taxa de rendimento	5,80%	5,37%
Tábua de mortalidade	TV 88/90	TV 88/90





As alterações efectuadas nos pressupostos do plano de assistência médica referem-se a novas condições negociadas pelos serviços prestados (comissão pelos serviços de assistência médica).

Em 2007, a taxa de desconto anual usada aumentou de 4,5% para 5,4%, reflectindo o aumento previsto no longo prazo das taxas de juro do mercado. Se a taxa de desconto de 5,2% fosse usada para calcular as obrigações do Grupo REN à data do balanço, as responsabilidades com o plano de pensões seriam mais elevadas, em 851 mil euros, e as obrigações com o plano de cuidados médicos e outros benefícios seriam igualmente superiores, em 835 mil euros. Consequentemente, o impacto dos ganhos/ (perdas) actuariais reconhecidos, em 2007, directamente no capital próprio, seria inferior em 1 686 milhares de euros.

Plano de pensões

O montante da obrigação reconhecida no balanço consolidado é determinado como se segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Valor actual da obrigação	42 563	46 917
Justo valor dos activos do plano	42 570	41 707
Obrigação no balanço	(7)	5 210

O movimento ocorrido no valor actual da obrigação subjacente ao plano de pensões foi o seguinte:

Reconciliação da obrigação do plano de pensões

	Un: Mil euros	
	2007	2006
A 1 de Janeiro	46 917	48 794
Custo serviços correntes	585	573
Custo dos juros	2 006	1 969
Pagamento de benefícios	(4 636)	(4 673)
(Ganhos)/perdas actuariais	(2 309)	254
A 31 de Dezembro	42 563	46 917

Os fundos afectos a este plano tiveram a seguinte evolução:

Reconciliação dos activos do fundo

	Un: Mil euros	
	2007	2006
A 1 de Janeiro	41 707	35 415
Contribuições entregues	2 118	1 802
Ganhos/(perdas) actuariais	(1 904)	3 310
Benefícios pagos	(1 550)	(1 477)
Retorno efectivos dos activos	2 199	2 656
A 31 de Dezembro	42 570	41 707

Os impactos do plano na demonstração dos resultados consolidados são como se segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Custos serviços correntes	585	573
Custos dos juros	2 006	1 969
Retorno estimado dos activos do plano	(2 199)	(2 656)
Total incluído nos custos de pessoal	392	(114)

Os impactos dos ganhos e perdas actuariais na demonstração dos rendimentos e gastos do exercício são como segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Ganhos e perdas actuariais no período	(405)	(3 056)
Ganhos e perdas actuariais acumulados	37 621	38 026

Detalhe da natureza dos activos que constituem o fundo do plano de pensões:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Obrigações	64%	46%
Depósitos curto prazo	2%	1%
Ações	29%	31%
Edifícios	-	18%
Fundo de investimento - imobiliário	5%	-
Outros	-	4%
	100%	100%

Os activos do plano de pensões não incluem ações próprias da REN ou activos não correntes. A taxa de retorno esperada dos activos do plano para 2007 foi determinada com a EDP, a entidade com que a REN partilhou o fundo até finais de 2007, baseada numa estimativa do retorno esperado dos activos do plano a longo prazo e a estratégia de investimentos a realizar.

A contribuição estimada para o Fundo de pensões, em 2008, ascenderá a 2 038 milhares de euros.

Cuidados médicos e outros benefícios

O montante da responsabilidade reconhecida no balanço é como se segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Valor presente da obrigação	27 963	32 128
Justo valor dos activos do plano	-	-
Obrigação no balanço	27 963	32 128

O movimento reconhecido no valor actual da obrigação subjacente aos cuidados médicos e outros benefícios foi o seguinte:

Reconciliação da responsabilidade com cuidados médicos e outros benefícios

	Un: Mil euros	
	2007	2006
A 1 de Janeiro	32 128	32 975
Custo dos serviços correntes	637	653
Custo dos juros	1 420	1 377
Pagamento de benefícios	(859)	(978)
(Ganhos)/perdas	(5 443)	(1 999)
Outros benefícios	82	100
A 31 de Dezembro	27 963	32 128

Os impactos do plano na demonstração dos resultados consolidados são como se segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Custo do serviço corrente	637	653
Juros	1 420	1 377
Outros benefícios	82	100
Total incluído nos custos com pessoal	2 139	2 130

Os impactos dos ganhos e perdas actuariais na demonstração dos rendimentos e gastos do exercício são como segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Ganhos e perdas actuariais no período	(5 444)	(1 999)
Ganhos e perdas actuariais acumulados	4 525	9 970

Segmento do gás Seguro de Vida

O montante da obrigação reconhecida no balanço consolidado é determinado como segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Responsabilidades totais	60	50
Provisão de cobertura	60	50

O impacto do plano de seguro de vida na demonstração dos resultados consolidados é como segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Aumento da provisão para responsabilidade	10	39
Total incluído nos custos com pessoal	10	39

24. PROVISÕES PARA OUTROS RISCOS E ENCARGOS

A evolução das provisões para "Outros riscos e encargos" é como se segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
A 1 de Janeiro	45 731	3 147
Constituição	25 792	42 584
Redução	(40 670)	-
A 31 de Dezembro	30 853	45 731

O montante 25 792 milhares de euros reflecte a estimativa para eventuais pagamentos a serem efectuados pela REN, decorrentes de:

- i) processos judiciais em curso para os quais a provisão foi aumentada em 492 mil euros. A sua resolução está intimamente ligada às várias acções processuais que venham a ser adoptadas pelas várias partes, pelo que a data da sua conclusão não pode ser estimada com fiabilidade a esta data. A provisão está classificada como passivo não corrente.
- ii) Contratos onerosos: constituição de uma provisão no valor de 25,3 milhões de euros por montantes recebidos em excesso nas tarifas cuja devolução ocorrerá em 2009.

A redução nas provisões em 2007 resulta da decisão arbitral favorável à REN, no processo arbitral com a Amorim Energia, B.V., acerca dos dividendos recebidos da GALP em 2006.





25. FORNECEDORES E OUTRAS CONTAS A PAGAR

A decomposição da rubrica “Fornecedores e outras contas a pagar”, em 31 de Dezembro de 2007, é como se segue:

Detalhe de fornecedores e outras contas a pagar

	2007			2006 re-expresso		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Fornecedores						
Fornecedores conta corrente	153 466	-	153 466	321 422	-	321 422
Outros credores						
Credores diversos	42 381	900	43 281	30 209	991	31 200
Fornecedores de imobilizado	63 625	-	63 625	74 719	-	74 719
Estado e outros entes públicos ⁽¹⁾	3 777	-	3 777	8 128	-	8 128
Proveitos diferidos						
Subsídios ao investimento	18 580	279 685	298 265	8 128	277 289	285 417
Outros proveitos diferidos	434	-	434	7 941	-	7 941
Acréscimos de custos						
Férias e sub. férias	5 213	-	5 213	4 860	-	4 860
Outros	1 302	-	1 302	3 524	-	3 524
Outros credores	288 778	280 585	569 363	458 931	278 280	737 211

(1) – O saldo de Estado e outros entes públicos refere-se a valores a liquidar de IVA, IRS e outros impostos.

26. VENDAS E PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS

O montante de vendas e prestações de serviços reconhecido na demonstração dos resultados consolidados é detalhado como segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Vendas de materiais		
Mercado interno	242	112
Subtotal	242	112
Prestação de serviços - Mercado interno		
Transporte e gestão global do sistema	410 788	348 629
Transporte de gás natural	93 719	24 219
Armazenamento de gás natural	8 786	2 342
Regaseificação	35 817	8 374
Serviços de electricidade	674	314
Rede de telecomunicações	2 991	3 284
Outros	1 675	446
Subtotal	554 450	387 608
Vendas e prestações de serviços	554 692	387 720

O aumento registado no montante das prestações de serviços em 2007 é essencialmente explicado por duas situações:

- o exercício de 2006 inclui apenas três meses de actividade do negócio do gás (adquirido no final de Setembro de 2006);
- no segmento da electricidade, nas tarifas do Transporte e da Gestão Global do Sistema, por deficiência de estimativa no estabelecimento do tarifário, foi recebido a mais o valor

de 33,8 milhões, que terá de ser devolvido em 2008 e 2009. Esta situação foi devidamente acautelada no balanço.

27. FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

O detalhe dos custos com fornecimentos e serviços externos é o seguinte:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Custos de reserva de capacidade i)	53 795	91 220
Custos Manutenção Equilíbrio Contratual ii)	21 803	-
Custos de manutenção	14 334	13 945
Custos de interligação - <i>cross border</i>	4 904	3 917
Comissões a entidades externas iii)	15 054	6 791
Custos com publicidade	1 537	1 508
Custos com seguros	3 499	1 927
Outros (inferiores a 1 000 milhares de euros)	30 539	11 559
Fornecimentos e Serviços Externos	145 466	130 866

- i) os custos de reserva de capacidade respeitam a custos suportados pela REN, referentes à capacidade de produção disponível exigida aos produtores, para manter a todo o tempo a operacionalidade do sistema. Estes custos são reconhecidos na actividade de gestão global do sistema de acordo com o modelo regulatório.
- ii) em 1 de Julho de 2007, com a cessação dos Contratos de Aquisição de Electricidade (CAE), foi estabelecido na tarifa da distribuição um valor compensatório aos

produtores que aceitaram a cessação dos CAE. Este valor é cobrado à EDP Distribuição e pago à EDP Produção. Assim, este custo tem por contrapartida um proveito de igual montante nas contas da REN.

iii) as comissões pagas a entidades externas referem-se a “trabalhos especializados” e honorários pagos pela REN por prestação de serviços contratualizados e estudos especializados.

28. CUSTOS COM PESSOAL

Os custos com pessoal, incorridos durante o exercício de 2007, foram como os seguintes:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Remunerações		
Órgãos sociais	2 511	1 865
Pessoal	24 420	18 600
	26 931	20 465
Encargos sociais		
Prémios para benefícios reforma	2 540	2 055
Prémios de desempenho	1 902	1 648
Encargos sobre remunerações	7 124	6 166
Custos de acção social	2 073	2 019
Subtotal	15 688	13 514
Custos com o pessoal	42 619	33 979

O aumento registado nos custos com pessoal refere-se, essencialmente, ao facto de em 2006 o Grupo REN ter adquirido o negócio do gás.

29. OUTROS CUSTOS OPERACIONAIS

O detalhe da rubrica de “Outros custos operacionais” é apresentado no quadro seguinte:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Custos operacionais ERSE i)	(8 672)	(6 474)
Sobrecustos dos CAE não cessados ii)	(35 469)	-
Impostos	(1 165)	(1 510)
Donativos	(922)	(780)
Alienações	(7)	(783)
Desmantelamento de linhas	(755)	(869)
Outros	(1 292)	(7 238)
	(48 282)	(17 654)

i) A rubrica de custos operacionais da ERSE refere-se a débitos pela ERSE a recuperar através das tarifas de electricidade e do gás.

ii) A tarifa da Gestão Global do Sistema inclui nos proveitos da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. o valor

dos sobrecustos dos CAE não cessados, isto é, a tarifa cobre o diferencial que a REN Trading apura entre os custos fixos e variáveis suportados com os dois CAE e o valor da venda de electricidade colocada no mercado. O valor incluído em “Outros custos operacionais” refere-se aos custos suportados pela REN Trading relativamente aos CAE ainda em vigor com a Turbogás e Tejo Energia.

30. OUTROS PROVEITOS OPERACIONAIS

A rubrica de “Outros proveitos operacionais” pode ser apresentada como se segue:

	Un: Mil euros		
	2007	2006 re-expresso	2006
Proveitos suplementares	835	461	461
Rendas de propriedades de investimento	27 687	62 784	62 784
Dividendos de activos financeiros disponíveis para venda	33	40 694	40 694
Amortização de subsídios ao investimento	13 320	12 677	5 115
Ganhos na venda activos	3 410	-	-
Proveitos de investimentos financeiros	-	523 893	523 893
Outros - valor líquido	1 808	4 605	4 605
	47 093	645 114	637 552

A rubrica de “Outros proveitos operacionais” refere-se ao rendimento obtido com os edifícios classificados como propriedades de investimento, assim como operações de locação de alguns equipamentos. Esta rubrica inclui ainda os ganhos reconhecidos com a amortização dos subsídios ao investimento relacionados com os activos operacionais.

Os dividendos recebidos em 2006 referem-se maioritariamente à distribuição de dividendos pela GALP referente ao ano 2005.

31. CUSTOS DE FINANCIAMENTO E PROVEITOS FINANCEIROS

O detalhe dos custos incorridos com financiamentos e proveitos financeiros obtidos é como se segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Empréstimos e papel comercial	82 813	42 603
	82 813	42 603
Juros obtidos	5 284	1 000
	5 284	1 000



32. IMPOSTO DO EXERCÍCIO

A decomposição do montante de imposto do exercício reconhecido nas demonstrações financeiras consolidadas é a seguinte:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Imposto s/ rendimento corrente	63 705	54 666
Imposto s/ rendimento diferido	(21 452)	18 592
Imposto sobre o rendimento	42 253	73 258

A taxa de imposto utilizada para a valorização das diferenças tributárias à data de balanço do exercício findo em 31 de Dezembro de 2007 foi de 26,5% (2006: 27,5%).

A reconciliação do montante de imposto do exercício é conforme se segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Resultado consolidado		
antes de imposto	187 460	569 880
Taxa de imposto	26,5%	27,5%
	49 677	156 717
Ajustamento de preços dos activos		
Custos não dedutíveis	12 828	3 013
Rendimentos não tributáveis	(26 465)	(86 270)
Alteração de imposto		
s/ rendimento para 26,5%	-	(4 182)
Efeito do imposto diferido s/ provisões	5 994	3 224
Efeito correcção base da estimativa		
de imposto diferido	-	566
Tributação autónoma	219	189
	42 253	73 258
Imposto s/ rendimento corrente	63 705	54 666
Imposto s/ rendimento diferido	(21 452)	18 592
Imposto s/ rendimento	42 253	73 258
Taxa efectiva de imposto	22,5%	12,9%

A taxa de imposto adoptada na determinação do montante de imposto nas demonstrações financeiras consolidadas é a seguinte:

	2007	2006
Taxa de imposto	25,00%	25,00%
Derrama	1,50%	2,50%
	26,50%	27,50%

33. RESULTADO POR ACÇÃO

Os resultados por acção nos exercícios de 2007 e 2006 foram calculados como segue:

	2007	2006
Resultado líquido considerado		
no cálculo do resultado por acção (1)	145 150	496 189
N.º de acções ordinárias		
em circulação no período (Nota 20) (2)	534 000 000	106 800 000
Efeito das acções próprias	-	-
	(3) 534 000 000	106 800 000
Resultado básico por acção		
(euro por acção) (1)/(3)	0,27	4,65

A alteração verificada no número de acções decorreu do processo de alteração da denominação e objecto da REN Eléctrica, S.A., para REN SGPS, tal como referido na nota 1. O aumento do número de acções foi efectuado por redução do valor unitário de cada acção, de cinco euros para um euro cada.

34. DIVIDENDOS POR ACÇÃO

Os dividendos pagos durante os exercícios de 2007 e 2006 foram 184 milhões de euros (0,3446 euros por acção) e 66 milhões de euros (0,6216 euros por acção) respectivamente. Dos 184 milhões referentes ao resultado líquido de 2006, 87 milhões de euros foram pagos antecipadamente em 2006 e 97 milhões em 2007. Adicionalmente em 2006, foi pago um dividendo extraordinário de 288 652 milhares de euros (2,703 euros por acção). Não houve lugar à aprovação da distribuição de dividendos do resultado de 2007.

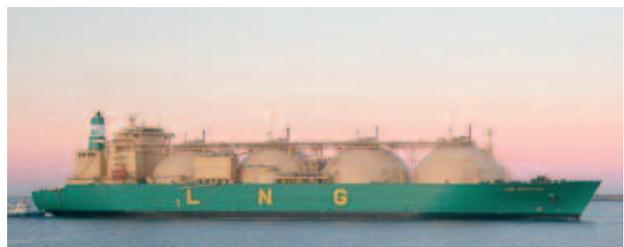
35. COMPROMISSOS

Compromissos assumidos pelo Grupo REN, à data do balanço do exercício findo em 31 de Dezembro de 2007:

Compromissos para investimentos

Os investimentos contratados ainda não ocorridos na data do Balanço são como segue:

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Linhas	49 429	26 999
Subestações	105 495	97 381
	154 924	124 380



36. CONTINGÊNCIAS

O Grupo REN tem os seguintes passivos contingentes decorrentes das garantias bancárias prestadas, conforme segue:

Beneficiário	Objecto
Comunidade Europeia	Dar cumprimento a requisitos contratuais no âmbito de contrato de financiamento
Comunidade Europeia	Dar cumprimento a requisitos contratuais no âmbito de contrato de financiamento
Tribunal da Comarca de Viseu	Caução para expropriação de 63 parcelas para a subestação da Bodiosa
Tribunal da Comarca de Braga e de Castelo Branco	Caução para expropriação de parcelas para as subestações de Pedralva e Castelo Branco
Câmara Municipal de Silves	Caução para obras em Tunes
Tribunal da Comarca da Anadia	Caução para expropriação de 111 parcelas para a subestação do Paraimo
Tribunal da Comarca de Gondomar	Prestação de caução no âmbito do processo 1037/2001
Tribunal da Comarca de Penela e Ansião	Caução para expropriação de 83 parcelas para a subestação do Penela
Tribunal da Comarca de Vieira do Minho	Caução para expropriação de 29 parcelas para a subestação de Frades
Tribunal da Comarca de Torres Vedras	Caução para expropriação de 11 parcelas para a subestação da Carvoeira
Tribunal da Comarca de Vila Pouca de Aguiar	Expropriação de 2 parcelas de terreno
Tribunal da Comarca de Tábua	Expropriação de 28 parcelas de terreno para a subestação de Tábua
Tribunal da Comarca de Macedo de Cavaleiros	Caução para expropriação de parcelas para a subestação de Olmos
OMEL - Operador del Mercado Español de Electricidad	Garantir pagamentos resultantes da intervenção como comprador no mercado espanhol
MEFF	Garantir pagamentos resultantes da intervenção como comprador no mercado espanhol
Direcção-Geral dos Impostos	Para caucionar processos de reembolso do IVA
Direcção-Geral de Energia e Geologia	Concessão das actividades do transporte do gás
Câmara Municipal do Seixal	Garantia de processos em curso
BEI	Para garantir empréstimos
Serviços de Finanças de Loures	Caução em processos em curso
Serviços de Finanças de Lisboa	Caução de processo em curso

A garantia prestada ao BEI refere-se à transferência para a REN dos empréstimos existentes nas empresas de gás.



	Un: Mil euros	
Início	2007	2006
16-12-2003	643	643
04-12-2007	47	-
22-10-2004	206	206
15-02-2006	800	800
04-05-2006	352	0
26-04-2005	432	432
09-11-2005	-	150
30-06-2006	703	0
03-08-2006	558	0
13-12-2006	297	0
17-04-2007	81	-
07-12-2007	171	-
14-02-2007	190	0
12-01-2001	-	30 000
-	1	0
29-05-2007	1 603	0
26-09-2006	20 000	20 000
-	3 853	3 853
-	43 454	443 454
-	1 306	1 306
-	1 278	1 278
	475 973	502 121



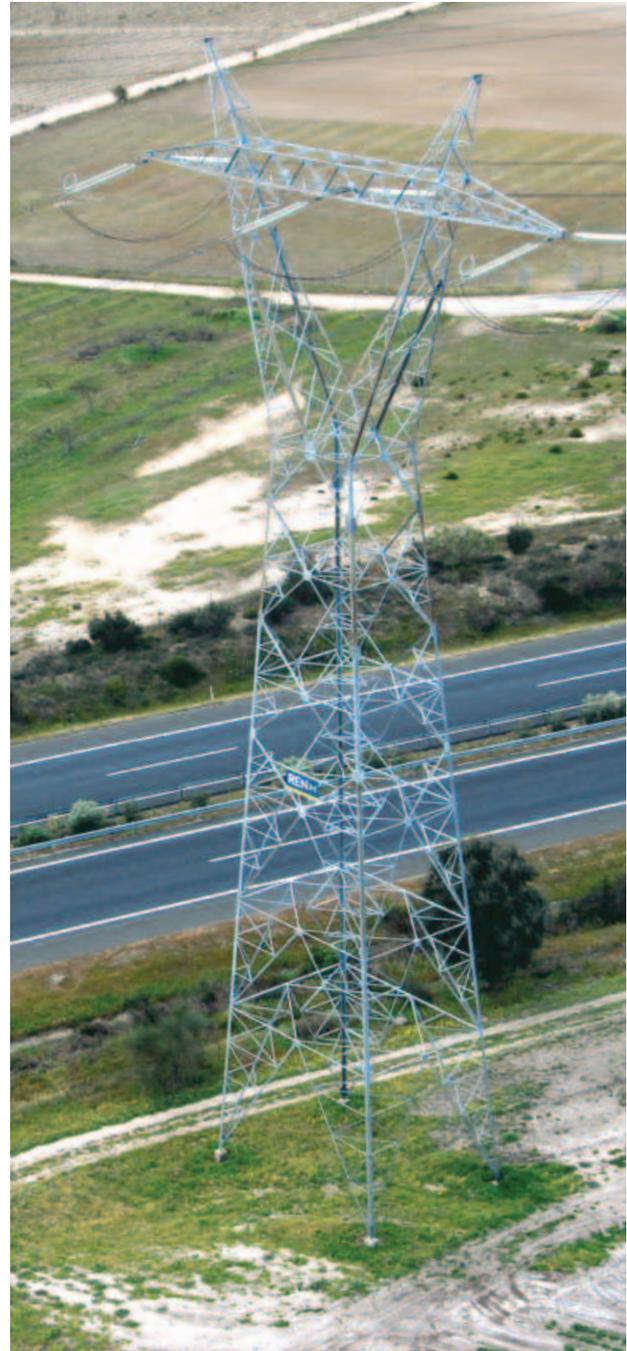
37. EMPRESAS CONSOLIDADAS

As empresas do Grupo incluídas na consolidação à data de 31 de Dezembro de 2007 são as seguintes:

Designação / sede	Actividade	Data de referência	Capital próprio	Activos	Passivos
SEGMENTO DE TELECOMUNICAÇÕES					
RENTELECOM - Comunicações, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Operador da rede de telecomunicações	Dez/07	996	4 575	3 579
SEGMENTO DA ELECTRICIDADE					
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)	Dez/07	4 986	5 507	548
OMIClear Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Operador da câmara de compensação para os contratos de futuros de Electricidade	Dez/07	2 685	5 553	522
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Operador da rede nacional de transporte em muito alta tensão	Dez/07	643 290	2 716 958	2 073 668
REN Trading, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Compra, venda, importação e exportação de electricidade e de gás natural	Dez/07	434	84 238	83 804
SEGMENTO DO GÁS NATURAL					
REN Gasodutos, S.A. Estrada Nacional 116, km 32,25 Vila de Rei - Bucelas	Operador RNTGN e gere o negócio do gás natural	Dez/07	432 811	807 057	374 246
REN Armazenagem, S.A. Mata do Urso - Guarda Norte Cariço - Pombal	Desenvolvimento, manutenção e utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	Dez/07	82 037	118 179	36 142
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. Terminal de GNL - Sines	Responsável pela regaseificação do GNL e pela manutenção e utilização do terminal de gás natural liquefeito	Dez/07	36 455	290 866	254 412
OUTROS					
REN Serviços, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Back Office	Dez/07	50	62	12
<i>Joint ventures detidas pela REN Gasodutos, S.A.</i>					
Gasoduto Braga-Tuy	Transporte de gás	Dez/07	6 814	18 165	11 351
Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga	Transporte de gás	Dez/07	38 940	89 916	50 977



Un: Mil euros				
Volume de negócios	Lucro/ (prejuízo)	% detida		Valor balanço
		Grupo	Individual	
4 122	354	100,00%	100,00%	996
2 284	64	90,00%	90,00%	4 487
1 021	26	90,00%	0,00%	2 417
1 445 132	56 531	100,00%	100,00%	643 290
337 420	384	100,00%	100,00%	434
97 139	23 358	100,00%	100,00%	432 811
9 785	4 585	100,00%	100,00%	82 037
32 809	5 702	100,00%	100,00%	36 455
-	-	100,00%	100,00%	50
3 597	1 154	51%	51%	3 475
23 823	9 441	88%	88%	34 267
				1 240 719



38. TRANSACÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Em 31 de Dezembro de 2007, o Grupo REN encontra-se cotado na Euronext de Lisboa, tendo como accionistas de referência as seguintes entidades: Parpública (Estado), EDP e Caixa Geral de Depósitos (Nota 20).

A lista das entidades relacionadas é a seguinte:

Grupo EDP

EDP - Energias de Portugal, S.A.
 EDP Distribuição - Energia, S.A.
 EDP Serviços Universal, S.A.
 EDP Valor - Gestão integrada de serviços, S.A.
 EDP Gestão da Produção da Energia Sãvida, S.A.
 Labelec, S.A.

Grupo CGD

Caixa Geral de Depósitos
 Caixa BI

Durante o exercício, o Grupo REN efectuou as seguintes transacções com aquelas entidades:

Transacções e saldos com accionistas e as suas entidades participadas

O resumo detalhado das entidades relacionadas, no que respeita às entidades participadas pelos accionistas do Grupo REN é o seguinte:

Vendas de produtos e serviços

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Vendas de produtos		
Electricidade - EDP	1 463 365	3 025 557
	1 463 365	3 025 557
Serviços prestados		
Outros serviços - EDP	592	5 656
	592	5 656

Os valores apresentados como vendas de produtos estão reconhecidos em "Clientes e outras contas a receber", devido ao papel de intermediário da REN na compra e venda de electricidade.

Compras de produtos e serviços

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Compra de produtos		
Electricidade - EDP	737 923	1 720 985
	737 923	1 720 985
Compras de serviços		
Serviços diversos - EDP	4 272	5 303
Juros de papel comercial - CGD	23 550	15 628
Comissões de empréstimos - CGD	377	404
Outros juros - CGD	3	-
	28 202	21 335

Os valores apresentados como compras de produtos estão reconhecidos em "Clientes e outras contas a receber", devido ao papel de intermediário da REN na compra e venda de electricidade.

No final do exercício de 2007, os saldos resultantes de transacções efectuadas com partes relacionadas são os seguintes:

Saldos devedores e credores

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Partes relacionados - devedores		
EDP - Saldo em clientes	48 069	261 431
EDP - Saldo em outros devedores	5 288	259
	53 357	261 690
Partes relacionados - credores		
EDP - Saldo em fornecedores	21 441	174 558
EDP - Saldo em outros credores	3 140	1 998
CGD - Programa de papel comercial	630 000	494 000
	654 581	670 556





Transacções e saldos com *joint ventures*

No final do exercício de 2007, as transacções e saldos com as entidades em *joint venture* (conforme referido na nota 31) são os seguintes:

Transacções

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Vendas de produtos e serviços		
Prestação de serviços		
Gasoduto Braga-Tuy	349	210
Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga	20 648	1 332
	20 997	1 542
Compra de produtos e serviços		
Compra de serviços		
Gasoduto Braga-Tuy	824	79
Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga	5 145	5 422
	5 969	5 501

A compra de serviços pelo Grupo REN refere-se aos valores pagos pelo transporte de gás natural através dos referidos gasodutos, de acordo com utilização da capacidade de cada gasoduto e do preço acordado entre os sócios da *joint venture*, a REN Gasodutos, S.A., e a Enagás.

Saldos devedores e credores

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Partes relacionados - devedores		
Gasoduto Braga-Tuy	35	554
Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga	2 082	1 028
	2 117	1 582
Partes relacionados - credores		
Gasoduto Braga-Tuy	288	161
Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga	2 018	7 044
	2 306	7 205

Remuneração da Administração

O conselho de Administração da REN foi considerado de acordo com a IAS 24 como sendo os únicos elementos-chave da gestão do Grupo. Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2007, as remunerações auferidas pelo Conselho de Administração da REN ascenderam a 2 511 milhares de euros (2006: 1 865 milhares de euros).

	Un: Mil euros	
	2007	2006
Salários e outros benefícios de curto prazo	2 511	1 865
	2 511	1 865

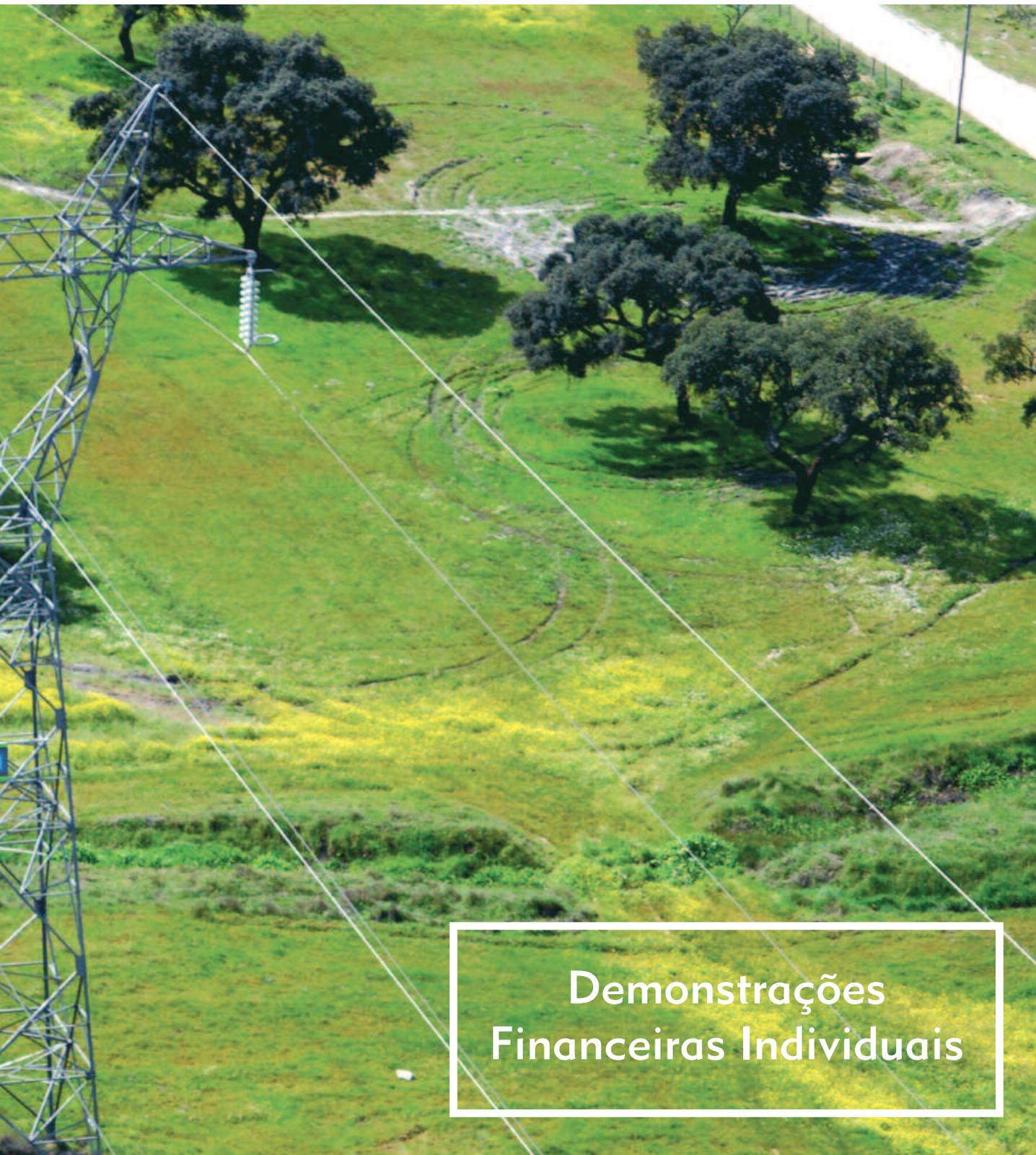
39. EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 19 de Dezembro de 2007, a REN foi notificada da apresentação junto da Câmara de Comércio Internacional de um requerimento de arbitragem pela Amorim Energia, B.V., contra a REN, no qual é imputada à REN a violação de obrigações emergentes do "Shareholders Agreement relating to GALP Energia, SGPS, S.A." ("Acordo Parassocial") celebrado em 29 de Dezembro de 2005 entre a REN, a Amorim Energia, B.V., e a ENI Portugal Investment, S.p.A.

Em síntese, a Amorim Energia, B.V., alega que os actos ilícitos supostamente praticados pela REN lhe causaram um dano no montante dos dividendos distribuídos pela GALP relativamente aos lucros de 2005 e recebidos pela REN em Julho de 2006 na qualidade de accionista da GALP (40 669 797,82 euros – "Dividendos"). Subsidiariamente, a Amorim Energia, B.V., pede uma indemnização no montante recebido pela REN em resultado de um mecanismo de actualização constante do Acordo Parassocial consistente na aplicação da taxa Euribor a três meses sobre o preço a pagar pela Amorim Energia, B.V., pela sua participação social na GALP (20 644 972,00 euros). A Amorim Energia, B.V., pede ainda a condenação da REN no pagamento de juros de mora à taxa legal contados desde 12 de Setembro de 2006 até integral pagamento das quantias reclamadas. É, no entanto, necessário notar que, durante o ano 2006, REN e Amorim Energia, B.V., mantiveram um diferendo quanto a saber a quem pertencia o valor correspondente aos Dividendos à luz das disposições do Acordo Parassocial. A 15 de Junho de 2007 o Tribunal Arbitral proferiu acórdão julgando totalmente improcedente a acção movida pela Amorim Energia, B.V., e reconhecendo o direito da REN a manter os referidos 40 669 797,82 euros. O acórdão arbitral é final e transitou em julgado.

Por estas razões, no âmbito da arbitragem agora iniciada pela Amorim Energia, B.V., a REN apresentou a 6 de Fevereiro de 2008 um requerimento, defendendo a incompetência de um Tribunal Arbitral a funcionar sob a égide da CCI para apreciar qualquer dos pedidos formulados pela Amorim Energia, B.V. Em 20 de Fevereiro de 2008, a REN apresentou a sua resposta ao requerimento de arbitragem, defendendo a inadmissibilidade dos pedidos formulados pela Amorim em virtude de renúncia e/ou violação do caso julgado do acórdão arbitral proferido em Lisboa a 15 de Junho de 2005 e, em qualquer caso, se o Tribunal entender pronunciar-se sobre o mérito do Requerimento de Arbitragem, a sua improcedência total por falta de fundamento. Nesta medida, é entendimento da REN que o referido procedimento arbitral não determina a existência de uma obrigação presente, na medida em que é (pelo menos) mais provável que não implique o reconhecimento ou constituição de qualquer obrigação para a REN face à Amorim Energia, B.V., relativamente aos pedidos formulados do que a situação inversa (ou seja, a de procedência total ou parcial da acção arbitral).





Demonstrações
Financeiras Individuais

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS

BALANÇO INDIVIDUAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007

ACTIVO

Unidade: Mil euros

NOTAS		Exercícios			2006 AL
		AB	AA	AL	
	IMOBILIZADO				
03.a./10.	Imobilizações incorpóreas				
08.	Despesas de instalação				
08.	Propriedade industrial e outros direitos			0	78
		0	0	0	78
03.b./10./12./13./14./15.	Imobilizações corpóreas				
	Terrenos e recursos naturais			0	1 921
	Edifícios e outras construções			0	29 483
	Equipamento básico			0	1 586 715
	Equipamento de transporte	172	8	164	1 581
	Ferramentas e utensílios			0	387
	Equipamento administrativo	46	3	43	4 844
	Outras imobilizações corpóreas			0	535
03.e./03.f./11.	Imobilizações em curso			0	135 985
		218	11	207	1 761 451
03.k./10./16./48.f.	Investimentos financeiros				
	Partes de capital em empresas do Grupo	1 204 333		1 204 333	511 997
	Partes de capital em empresas associadas	49 934		49 934	
		1 254 267		1 254 267	511 997
	CIRCULANTE				
03.c./41.	Existências				
	Matérias-primas, subsid. e consumo			0	945
	Produtos e trabalhos em curso			0	945
		0		0	945
	Dívidas de Terceiros - Médio e longo prazo				
48.e.	Outros devedores			0	155
		0		0	155
03.d.	Dívidas de terceiros - Curto prazo				
	Cientes c/c			0	262 734
	Empresas do Grupo	20 877		20 877	18 330
48.d.	Estado e outros entes públicos	15 734		15 734	24 817
23./25./48.b.	Outros devedores	3 130		3 130	55 173
		39 741	0	39 741	361 054
	Depósitos bancários e caixa				
	Depósitos bancários	1 251		1 251	1 040
	Caixa			0	1
		1 251		1 251	1 041
48.a.	ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
	Acréscimos de proveitos	98		98	688 121
	Custos diferidos	5		5	18 147
		103		103	706 268
	Total de Amortizações		11		
	Total de Ajustamentos		0		
	TOTAL DO ACTIVO	1 295 580	11	1 295 569	3 342 989


BALANÇO INDIVIDUAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO

Unidade: Mil euros

		Exercícios	
		2007	2006
NOTAS			
	CAPITAL PRÓPRIO		
36.	Capital	534 000	534 000
	Ajustamento de partes de capital em filiais e associadas	389	389
	Reservas		
40.a.	Reservas legais	61 137	33 634
	Outras reservas	83 993	
40.b.	Resultados transitados	252 819	
	Subtotal	932 338	568 023
40.	Resultado líquido do exercício	121 681	550 051
40.a.	Dividendos antecipados		(87 000)
	TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	1 054 019	1 031 074
	PASSIVO		
34.	Provisões		
	Outras provisões		69 716
		0	69 716
29.	Dívidas a terceiros - Médio e longo prazo		
	Dívidas a instituições de crédito		259 500
	Outros credores		990
		0	260 490
03.d.	Dívidas a terceiros - Curto prazo		
	Dívidas a instituições de crédito	150 167	1 157 142
	Fornecedores c/c	35 612	314 614
	Fornecedores de imobilizado c/c	157	73 024
48.d.	Estado e outros entes públicos	72	48 691
48.b.	Outros credores	55 204	6 799
		241 212	1 600 270
48.a.	ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS		
	Acréscimos de custos	338	44 841
	Proveitos diferidos		336 598
		338	381 439
	TOTAL DO PASSIVO	241 550	2 311 915
	TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	1 295 569	3 342 989

DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DOS RESULTADOS POR NATUREZAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007

CUSTOS E PERDAS

Unidade: Mil euros

NOTAS		Exercícios			
		2007		2006	
03.c./41.	Custo das mercadorias vendidas e das matérias consumidas			2 793 529	
	Electricidade			643	2 794 172
	Materiais		0		
	Fornecimentos e serviços externos		5 043		28 925
43.	Custos com o pessoal				
	Remunerações	1 772		20 924	
	Encargos sociais				
	Pensões			1 798	
	Outros	234	2 006	9 603	32 325
03.b.	Amortizações do imobilizado corpóreo e incorpóreo	11		88 644	
	Ajustamentos				
	Provisões		11	44 335	132 979
	Impostos	5		1 145	
	Outros custos e perdas operacionais	74	79	55 733	56 878
	(A)		7 139		3 045 279
	Perdas em empresas do Grupo e associadas				
	Juros e custos similares				
	Relativos a empresas do Grupo				
	Outros	3 089	3 089	41 314	41 314
	(C)		10 228		3 086 593
46.	Custos e perdas extraordinários		298		13 370
	(E)		10 526		3 099 963
03.I./06.	Imposto sobre o rendimento do exercício		3 527		89 337
	(G)		14 053		3 189 300
	Resultado líquido do exercício		121 681		550 051
			135 734		3 739 351



DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DOS RESULTADOS POR NATUREZAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007

PROVEITOS E GANHOS

Unidade: Mil euros

NOTAS		Exercícios			
		2007		2006	
44.	Vendas				
44.a.	Electricidade			3 133 556	
44.a.	Materiais				
44.b.	Prestações de serviços			1 845	3 135 401
	Variação da produção				
48.c.	Trabalhos para a própria empresa				15 525
	Proveitos suplementares	1		1 224	
	Outros proveitos e ganhos operacionais	2 339	2 340	895	2 119
	(B)		2 340		3 153 045
03.k.	Ganhos em empresas do Grupo e associadas	90 972		7 765	
	Rendimentos de participações de capital			40 670	
	Rendimentos de títulos negociáveis e de outras aplicações financeiras				
	Relativos a empresas do Grupo			193	
	Outros			113	
	Outros juros e proveitos similares				
	Relativos a empresas do Grupo	1 437		392	
	Outros	2	92 411	314	49 447
	(D)		94 751		3 202 492
46.	Proveitos e ganhos extraordinários		40 983		536 859
	(F)		135 734		3 739 351
	Resumo				
	Resultados operacionais: (B) - (A) =		(4 799)		107 766
	Resultados financeiros: (D - B) - (C - A) =		89 322		8 133
	Resultados correntes: (D) - (C) =		84 523		115 899
	Resultados antes de impostos: (F) - (E) =		125 208		639 388
	Resultado líquido do exercício: (F) - (G) =		121 681		550 051



DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DOS RESULTADOS POR FUNÇÕES EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007

	Unidade: Mil euros	
	Exercícios	
	2007	2006
Vendas e prestações de serviços		3 135 402
Custos das vendas e prestações de serviços		(2 963 545)
RESULTADOS BRUTOS	0	171 857
Outros proveitos e ganhos operacionais	134 295	538 474
Custos de distribuição		(3 413)
Custos administrativos	(7 688)	(21 842)
Outros custos e perdas operacionais		(47 023)
RESULTADOS OPERACIONAIS	126 607	638 053
Custo líquido de financiamento	(1 399)	(39 335)
Ganhos (perdas) em filiais e associadas		
Ganhos (perdas) em outros investimentos		40 670
RESULTADOS CORRENTES	125 208	639 388
Impostos sobre os resultados correntes	(3 527)	(89 337)
RESULTADOS CORRENTES APÓS IMPOSTOS	121 681	550 051
Resultados extraordinários		
Impostos sobre os resultados extraordinários		
RESULTADOS LÍQUIDOS	121 681	550 051
Resultado por acção (euros)	0,23	5,15



DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DOS FLUXOS DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007

Unidade: Mil euros

	Exercícios			
	2007		2006	
ACTIVIDADES OPERACIONAIS				
Recebimentos de clientes	1		2 964 226	
Pagamentos a fornecedores	(5 092)		(2 752 534)	
Pagamentos ao pessoal	(3 338)		(30 227)	
Fluxos gerados pelas operações	(8 429)		181 465	
Pagamento do imposto s/rendimento	(57 460)		(10 158)	
Outros recebimentos relativos à activ. operacional	124 922		39 847	
Outros pagamentos relativos à activ. operacional	(6 161)		(52 932)	
Fluxos gerados antes das rubricas extraordinárias	52 872		158 222	
Recebimentos relacionados com rubricas extraordinárias	0		3 426	
Pagamentos relacionados com rubricas extraordinárias	(298)		(3 966)	
Fluxos das actividades operacionais (1)		52 574		157 682
ACTIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Recebimentos provenientes de:				
Investimentos financeiros	0		945 102	
Imobilizações corpóreas	0		493	
Subsídios de investimento	0		4 594	
Dividendos	0	0	40 670	990 859
Pagamentos respeitantes a:				
Investimentos financeiros	(70 940)		(492 961)	
Imobilizações corpóreas	(216)		(220 064)	
Imobilizações incorpóreas	0	(71 156)	0	(713 025)
Fluxos das actividades de investimento (2)		(71 156)		277 834
ACTIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Recebimentos provenientes de:				
Empréstimos obtidos	600 000		15 390 086	
Juros e proveitos similares		600 000		15 390 086
Pagamentos respeitantes a:				
Empréstimos obtidos	(450 000)		(15 349 220)	
Juros e custos similares	(2 934)		(42 463)	
Dividendos	(97 000)	(549 934)	(442 047)	(15 833 730)
Fluxos das actividades de financiamento (3)		50 067		(443 644)
Variação de caixa e seus equivalentes (4)=(1)+(2)+(3)		31 485		(8 128)
Efeito das diferenças de câmbio				
Caixa e seus equivalentes no início do período		(30 401)		(22 273)
Caixa e seus equivalentes no fim do período		1 084		(30 401)
DISCRIMINAÇÃO DOS COMPONENTES DE CAIXA E S/ EQUIVALENTES				
Numerário				1
Dep. bancários imediatam. mobilizáv. e equiv. a caixa		1 084		(30 402)
Descobertos bancários		(167)		(31 402)
Depósitos bancários		1 251		1 000
Outras diponibilidades				
Diponibilidades constantes do Balanço		1 084		(30 401)

ANEXO AO BALANÇO E À DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS INDIVIDUAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

INTRODUÇÃO

a) Objecto e detentores do capital

A REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, 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, tendo, em 5 de Janeiro de 2007, transferido os activos e passivos respeitantes à concessão do Transporte em Muito Alta Tensão para a sua participada REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., e adoptado a presente designação social, passando a ter por objecto a gestão de participações sociais.

O capital social da REN SGPS é de 534 000 000 euros, representado por 534 000 000 acções, com o valor de um euro cada.

Accionista	N.º de acções	Participação
Parpública - Participações Públicas (SGPS), S.A.	165 545 340	31%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	106 794 660	20%
EDP - Energias de Portugal, S.A.	26 700 000	5%
Logoenergia, SGPS, S.A.	26 700 000	5%
Gestmin, SGPS, S.A.	26 700 000	5%
Oliren, SGPS, S.A.	26 700 000	5%
Red Eléctrica de España, S.A.	26 700 000	5%
Free Float	128 160 000	24%
Total	534 000 000	100%

b) Investimentos financeiros

I. RENTELECOM - Comunicações, S.A.

Constituída ao abrigo do Despacho n.º 128/2001, de 22 de Outubro, do Senhor Ministro da Economia, e por escritura pública lavrada em 7 de Dezembro de 2001, a empresa iniciou a sua actividade em 1 de Janeiro de 2002, tendo por objecto o estabelecimento, a gestão e a exploração de infra-estruturas e sistemas de telecomunicações, a prestação de serviços de comunicações, bem como o exercício de quaisquer actividades que sejam complementares, subsidiárias ou acessórias daquelas, directamente ou através de constituição ou participações em sociedades.

O capital social da RENTELECOM é de 100 000 euros, representado por 20 000 acções com o valor nominal de cinco euros cada uma, o qual, em 31 de Dezembro de 2007, era detido na sua totalidade pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

II. OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.

Constituída ao abrigo do Despacho n.º 360/ME/2003, de 6 de Junho, do Senhor Ministro da Economia, e por escritura

pública lavrada em 16 de Junho de 2003, a empresa iniciou a sua actividade em 10 de Dezembro de 2003, tendo por objecto a organização e gestão de um sistema de suporte para a realização de transacções e liquidações no âmbito do Mercado Ibérico de Energia, competindo-lhe, nomeadamente:

- a) a gestão do mercado organizado de contratação de energia a prazo;
- b) a intermediação dos agentes para efeitos de relacionamento comercial no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade;
- c) a gestão de outros mercados de produtos de base energética;
- d) a prestação de serviços de liquidação no âmbito dos mercados organizados de energia;
- e) a prestação de serviços de liquidação para transacções padronizadas em mercados não organizados de energia;
- f) a prestação de serviços de organização de mercados no âmbito da operação do sistema eléctrico.

A sociedade pode ainda exercer quaisquer actividades que sejam complementares, subsidiárias ou acessórias daquelas, directamente ou através de constituição ou participação em sociedades, assim como participar noutras sociedades, de objecto igual ou diferente do seu, mesmo que regidas por leis especiais, bem como em agrupamentos complementares de empresas.

O capital social da OMIP é de 2 222 220 euros, representado por 222 222 acções com o valor nominal de 10 euros cada uma, o qual, em 31 de Dezembro de 2007, era detido em 90% pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., e em 10% pela Omel - Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.

III. REN Gasodutos, S.A.

Foi constituída em cumprimento do determinado pelo Governo na Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, publicada no Diário da República n.º 125, série B, de 30 de Junho, por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006.

O seu objecto social é o transporte de gás natural em alta pressão e a gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento de gás natural no território do continente.

Cabe, em especial, à sociedade proceder à gestão e exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, compreendendo o transporte de gás natural, o planeamento, a construção, a manutenção e a operação das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras actividades correlacionadas.

O capital social da REN Gasodutos, S.A., é de 404 931 169,86 euros, representado por 404 931 169 acções com o valor nominal de um euro cada. Em 31 de Dezembro de 2007 a totalidade do capital era detida pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.



IV. REN Armazenagem, S.A.

Foi constituída em cumprimento do determinado pelo Governo na Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, publicada no Diário da República n.º 125, série B, de 30 de Junho, por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006.

Tem por objecto social o armazenamento subterrâneo de gás natural e a construção, exploração e manutenção das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras actividades correlacionadas.

O capital social da REN Armazenagem, S.A., é de 76 385 561,71 euros, representado por 76 385 561 acções com o valor nominal de um euro cada. Em 31 de Dezembro de 2007 a totalidade do capital era detida pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

V. REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.

A empresa foi constituída em 14 de Abril de 1999. Por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006, foi alterada a sua denominação social para REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.

O seu objecto social é a recepção, o armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) em terminal oceânico de GNL, e a construção, exploração e manutenção das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras actividades correlacionadas.

O capital social é de 13 000 000 euros, representado por 13 milhões de acções com valor nominal de um euro cada. O capital, em 31 de Dezembro de 2007, era detido na sua totalidade pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

VI. REN - Rede Eléctrica Nacional, S. A.

A REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., foi constituída por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006, sob a designação de REN - Serviços de Rede, S.A.

O seu capital social inicial foi de 50 mil euros, tendo o mesmo sido aumentado em 5 de Janeiro de 2007, por transferência dos activos e passivos respeitantes à concessão da exploração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Muito Alta Tensão (RNT). Na mesma data foi alterada a sua designação para REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Tem por objecto o transporte de electricidade e a gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento de electricidade no território do continente e proceder à gestão e exploração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, compreendendo o transporte de electricidade, o planeamento, a construção, a manutenção e a operação das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão do serviço público de que é titular.

O capital social é de 586 758 994 euros, representado por 586 758 994 acções com o valor nominal de um euro cada. O capital, em 31 de Dezembro de 2007, era detido na sua totalidade pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

VII. REN Trading, S.A.

A REN Trading, S.A., foi constituída por escritura celebrada em 13 de Junho de 2007.

Tem por objecto a compra, venda, importação e exportação de energia eléctrica e a compra e venda de potência e de serviços de sistema no âmbito da gestão de contratos de aquisição de energia de longo prazo (CAE), bem como a compra e venda de gás natural e de outros combustíveis para a optimização da gestão e dos custos associados aos mesmos contratos, através de operações de mercado organizados e sistemas de leilão ou mediante contratos bilaterais, em quaisquer situações permitidas por lei, bem como a realização de quaisquer outras operações com aquelas relacionadas.

O seu capital é de 50 mil euros, representado por 50 000 acções com o valor nominal de um euro cada.

VIII. REN Serviços, S.A.

A REN Serviços, S.A., foi constituída por escritura celebrada em 13 de Junho de 2007.

Tem por objecto a prestação de quaisquer serviços genéricos de apoio administrativo, financeiro, regulativo, de gestão de pessoal, processamento de salários, gestão e manutenção de património mobiliário e imobiliário, negociação e aprovisionamento de consumíveis ou serviços e, em geral, quaisquer outros do mesmo tipo, usualmente designados por serviços de *back-office*, de forma remunerada, tanto a empresas que estejam com ela em relação de grupo como a quaisquer terceiros.

O seu capital social é de 50 mil euros, representado por 50 000 acções com o valor nominal de um euro cada.

c) 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.

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, de harmonia com os princípios contabilísticos da prudência, consistência, substância sobre a forma, materialidade e especialização dos exercícios.

COMPARABILIDADE

Os valores respeitantes a 2006 não são comparáveis com os do exercício de 2007 por aqueles incluírem valores respeitantes à actividade da concessão da Rede Nacional de Transporte de Electricidade.

Em 5 de Janeiro de 2007, os activos e passivos respeitantes daquela concessão foram transferidos para a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., em contrapartida do aumento de capital desta.

Os valores transferidos constam do quadro seguinte:



ACTIVOS		PASSIVOS		Un: Mil euros
Imobilizado		Provisões		
Imobilizações incorpóreas		Outras provisões		29 046
Despesas de instalação				29 046
Propriedade industrial e outros direitos	77			
	77	Dívidas a terceiros - Médio e longo prazo		
Terrenos e recursos naturais	1 921	Dívidas a instituições de crédito		259 500
Edifícios e outras construções	29 483	Outros credores		990
Equipamento básico	1 586 714			260 490
Equipamento de transporte	1 582	Dívidas a terceiros - Curto prazo		
Ferramentas e utensílios	387	Dívidas a instituições de crédito		1 157 142
Equipamento administrativo	4 844	Fornecedores, c/c		314 614
Outras imobilizações corpóreas	535	Fornecedores de imobilizado, c/c		73 024
Imobilizações em curso	135 985	Estado e outros entes públicos		4 410
	1 761 451	Outros credores		6 749
				1 555 938
Existências		Acréscimos e diferimentos		
Matérias-primas, subsid. e de consumo	945	Acréscimos de custos		44 842
	945	Proveitos diferidos		330 248
Dívidas de terceiros - Médio e longo prazo				375 089
Outros devedores	155			
	155	Dívidas de terceiros - Curto prazo		
Dívidas de terceiros - Curto prazo		Clientes, c/c		262 734
Clientes, c/c	262 734	Estado e outros entes públicos		24 817
Estado e outros entes públicos	24 817	Outros devedores		55 173
Outros devedores	55 173			342 724
	342 724	Depósitos bancários e caixa		
Depósitos bancários e caixa		Depósitos bancários		1 040
Depósitos bancários	1 040	Caixa		1
Caixa	1			1 041
	1 041	Acréscimos e diferimentos		
Acréscimos e diferimentos		Acréscimos de proveitos		688 121
Acréscimos de proveitos	688 121	Custos diferidos		12 758
Custos diferidos	12 758			700 879
	700 879	Capital (aumento)		586 709
Total	2 807 272	Total		2 807 272



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 ao custo de aquisição ou construção, líquidos das amortizações acumuladas.

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 reconhecidas 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, segundo uma tabela aprovada por despacho governamental, de forma a reintegrarem os activos durante a vida útil estimada para cada classe de imobilizações.

c) 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 e) desta nota.

d) Férias e subsídios de férias

No final de cada exercício a empresa regista, em Acréscimos e Diferimentos - Acréscimos de custos, o montante de encargos com férias e subsídios de férias já vencidos, mas cujo pagamento só é devido no exercício seguinte.

e) Participações em filiais e associadas

As participações em filiais e associadas estão relevadas pelo valor resultante da aplicação do método da equivalência patrimonial. Segundo este método, as quotas partes dos resultados verificados em filiais e associadas, proporcionais às participações detidas, são incluídas na demonstração dos resultados e as quotas partes dos seus patrimónios líquidos, considerando quaisquer acréscimos implícitos provenientes de valores de ajustamentos de justos valores e de trespasses, são reflectidas no balanço. Estes valores são

apurados a partir das demonstrações financeiras aprovadas das filiais e associadas respectivas, ou, na falta das mesmas, com base nas melhores estimativas possíveis, as quais têm como data de referência a do ano financeiro da empresa.

f) Impostos sobre o rendimento

Os montantes a liquidar de imposto sobre o rendimento do exercício são determinados com base no resultado líquido, ajustado em conformidade com a legislação fiscal. São reconhecidos os efeitos das diferenças temporais subjacentes aos activos e passivos relevados no balanço, no cômputo do encargo global de imposto sobre o rendimento do exercício.

IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO

O imposto sobre o rendimento do exercício findo em 31 de Dezembro de 2007 tem a seguinte composição:

	Un: Mil euros
Imposto corrente de exercício	(1 861)
Impostos diferidos	5 388
Total (proveito) custo	3 527

A reconciliação do custo de imposto pode ser resumida como segue:

	Un: Mil euros
Resultado antes de imposto	125 209
Diferenças permanentes	(111 916)
	13 293
Imposto esperado à taxa de 26,5%	3 523
Liquidação autónoma	4
Custo de imposto	3 527



No exercício findo em 31 de Dezembro de 2007, o movimento ocorrido nos activos e passivos por impostos diferidos foi o seguinte:

	2007	2006	Transf.	Un: Mil euros Efeito no exercício
Impostos diferidos activos				
Passivos não aceites fiscalmente				
Provisões para actos médicos		3 805	(3 805)	
Provisão para processos judiciais em curso		1 341	(1 341)	
Provisão para outros benefícios		2 551	(2 551)	
Outras provisões		5 388		5 388
Outros passivos				
Prejuízo fiscal em 2004				
Prejuízo fiscal em 2005				
		13 085	(7 697)	5 388
Impostos diferidos passivos				
Diferença tarifária		172 316	(172 316)	
Plano de pensões		7 366	(7 366)	
Reavaliações de imobilizado		37 189	(37 189)	
		216 871	(216 871)	
Encargo do ano por impostos diferidos				5 388

As responsabilidades por impostos diferidos respeitantes às actividades concessionadas do Transporte de Electricidade em Muito Alta Tensão e da Gestão do Sistema Eléctrico foram transferidas para a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., em 5 de Janeiro.

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 quatro anos. O último ano considerado como liquidado definitivamente pela Administração Fiscal reporta-se a 2003.

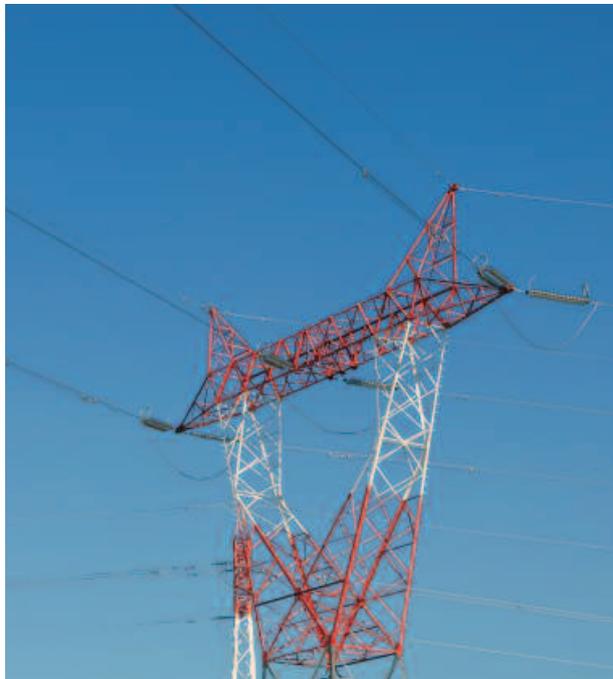
A empresa considera que eventuais correcções resultantes de revisões fiscais das declarações do imposto apresentadas de 2004 a 2006 não terão um efeito significativo nas demonstrações financeiras em 31 de Dezembro de 2007.

PESSOAL AO SERVIÇO DA EMPRESA

O número médio de pessoas ao serviço da empresa durante o exercício de 2007 foi de quatro empregados, não existindo assalariados.

IMOBILIZAÇÕES INCORPÓREAS

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



MOVIMENTOS NO ACTIVO IMOBILIZADO

a) Activo bruto

								Un: Mil euros
Rubricas	Saldo inicial	Transferência para REN - Rede Eléctrica	Ajustamentos	Aumentos	Alienações	Transferências e abates	Saldo final	
IMOBILIZAÇÕES INCORPÓREAS								
Despesas de instalação	32	32						
Propriedade industrial e outros direitos	87	87						
TOTAL (1)	119	119						
IMOBILIZAÇÕES CORPÓREAS								
Terrenos e recursos naturais	1 921	1 921						
Edifícios e outras construções	52 555	52 555						
Equipamento básico	3 314 841	3 314 841						
Imobilizado técnico específico	3 304 877	3 304 877						
Terrenos de centros electroprodutores	891 718	891 718						
Transporte de electricidade	2 216 975	2 216 975						
Subestações	1 118 305	1 118 305						
Linhas	1 095 785	1 095 785						
Equipamentos diversos	2 885	2 885						
Gestão do sistema	47 691	47 691						
Equipamentos acessórios	148 493	148 493						
Outro equipamento básico	9 964	9 964						
Equipamento de transporte	1 301	1 301						
Ferramentas e utensílios	2 269	2 269						
Equipamento administrativo - informático	12 826	12 826			2		2	
Equipamento administrativo - resto	5 595	5 595			43		43	
Outras imobilizações corpóreas	570	570						
SUBTOTAL (2.1)	3 391 878	3 391 878		46			46	
Imobilizado em regime de <i>leasing</i>								
Equipamento de transporte	2 756	2 756		172			172	
Equipamento informático	1 389	1 389						
SUBTOTAL (2.2)	4 145	4 145		172			172	
IMOBILIZADO EM CURSO								
Edifícios e outras construções								
Equipamento básico	134 491	134 491						
Transporte de electricidade	126 464	126 464						
Subestações	94 829	94 829						
Linhas	31 635	31 635						
Gestão do sistema	69	69						
Equipamentos acessórios	7 958	7 958						
Estudos e projectos	1 493	1 493						
Sistemas informáticos	1 493	1 493						
SUBTOTAL (2.3)	135 984	135 984						
TOTAL (2)	3 532 007	3 532 007		218			218	
INVESTIMENTOS FINANCEIROS								
Investimentos Financeiros - Empresas do Grupo								
RENTELECOM	641		354				996	
OMIP	4 460		27				4 487	
REN Atlântico	19 941		20 288				40 229	
REN Gasodutos	409 453		23 358				432 811	
REN Armazenagem	77 452		4 585				82 037	
REN Serviços				50			50	
REN - Rede Eléctrica Nacional	50		643 240				643 290	
REN Trading			384	50			434	
Partes de capital em outras empresas							0	
REE - Red Eléctrica de España, S.A.				49 934			49 934	
TOTAL (3)	511 997	0	692 236	50 034			1 254 267	
TOTAL GERAL	4 044 123	3 532 126	692 236	50 252			1 254 485	

Os acréscimos verificados na coluna de “ajustamentos” referidos em “investimentos financeiros” respeitam aos movimentos da equivalência patrimonial e ao aumento de capital da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

b) Amortizações e ajustamentos

Rubricas	Saldo inicial	Transferência para REN - Rede Eléctrica	Reforços	Alienações	Reclass., transf. abates e reversões	Un: Mil euros
						Saldo final
IMOBILIZAÇÕES INCORPÓREAS						
Despesas de instalação	32	32				
Propriedade industrial e outros direitos	9	9				
TOTAL (1)	41	41				
IMOBILIZAÇÕES CORPÓREAS						
Edifícios e outras construções	23 072	23 072				
Equipamento básico	1 728 126	1 728 126				
Equipamento técnico específico	1 718 235	1 718 235				
Terrenos de centros electroprodutores	490 815	490 815				
Transporte de electricidade	1 093 137	1 093 137				
Subestações	565 748	565 748				
Linhas	525 323	525 323				
Equipamento diverso	2 066	2 066				
Gestão do sistema	40 452	40 452				
Equipamentos acessórios	93 831	93 831				
Outro equipamento básico	9 891	9 891				
Equipamento de transporte	1 301	1 301				
Ferramentas e utensílios	1 882	1 882				
Equipamento administrativo - informático	10 911	10 911	3			3
Equipamento administrativo - resto	3 535	3 535				
Outras immobilizações corpóreas	35	35				
SUBTOTAL (2.1)	1 768 862	1 768 862	3			3
IMOBILIZADO EM REGIME DE LEASING						
Equipamento de transporte	1 174	1 174	8			8
Eq. Informático <i>leasing</i> - Equipamento central	521	521				
SUBTOTAL (2.2)	1 695	1 695	8			8
TOTAL GERAL	1 770 598	1 770 598	11			11

IMOBILIZAÇÕES CORPÓREAS EM REGIME DE LOCAÇÃO FINANCEIRA

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

	Un: Mil euros	
Equipamento	2007	2006
Equipamento de transporte		
Valor bruto	172	2 756
Amortizações acumuladas	8	1 174
Equipamento informático		
Valor bruto		1 389
Amortizações acumuladas		521
Valor líquido	164	2 450





INVESTIMENTOS FINANCEIROS

Empresas do Grupo:

Firma e sede	Capital detido %	Capital próprio	Un: Mil euros	
			Resultado do exercício Ano	Valor
RENTELECOM - Comunicações, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55-Lisboa	100	996	2007	354
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A. Av. Estados Unidos da América, 55-Lisboa	90	4 487	2007	58
REN Gasodutos, S.A. Estrada Nacional 116 - V. de Rei - Bucelas	100	432 811	2007	23 358
REN Armazenagem, S.A. Mata do Urso, Guarda Norte - Carriço - Pombal	100	82 037	2007	4 585
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. SINES - Terminal de GNL - Apartado 268	100	36 455	2007	5 702
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	100	643 290	2007	56 531
REN Trading, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	100	434	2007	384
REN Serviços, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 - Lisboa	100	50	2007	-

Os investimentos financeiros em partes de capital em empresas do Grupo estão contabilizados pelo valor resultante da aplicação do método da equivalência patrimonial.

Financiamento contratado

A REN SGPS é subscritora de três programas de papel comercial no valor global de 150 milhões de euros, estando totalmente utilizados em 31-12-2007.

Pensões de reforma e Assistência médica

As responsabilidades foram transferidas para a REN - Rede Eléctrica Nacional em 5 de Janeiro de 2007.

a) Benefícios de reforma

As tabelas seguintes decompõem as variações ocorridas nas responsabilidades e nos activos do Fundo de Pensões:

Variação das responsabilidades

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
Responsabilidade no início do período		48 794
Custo de serviço e juro		2 542
(Ganhos)/Perdas actuariais		254
Benefícios pagos		(4 673)
Responsabilidades no fim do período		46 917

Variação nos activos do Fundo

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
Justo valor dos activos no início do período		35 415
Retorno dos activos		2 656
Ganhos/(Perdas) actuariais		3 310
Benefícios pagos		(1 477)
Contribuições da REN		1 802
Justo valor dos activos no fim do período		41 707

Insuficiência na cobertura do Fundo

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
No início do período		13 379
No final do período		5 210

Perdas actuariais e custo de serviços passados não reconhecidos

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
No início do período		37 977
Amortização		(1 913)
(Ganhos)/Perdas responsabilidades		254
Ganhos/(Perdas) dos activos		(3 310)
No fim do período		33 008

Valores reconhecidos no Activo

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
No início do período		24 598
No fim do período		27 798

b) Cuidados médicos

As tabelas seguintes decompõem as variações ocorridas nas responsabilidades:

Variação das responsabilidades

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
Responsabilidades no início do período		23 599
Custo de serviço e juro		1 445
Benefícios pagos		(645)
Mútua		100
Subsídio de funeral		
(Ganhos)/Perdas actuariais		(1 521)
Responsabilidades no fim do período		22 978

Perdas actuariais não reconhecidas

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
No início do período		10 741
Amortização		(599)
(Ganhos)/perdas - responsabilidades		(1 521)
No fim do período		8 621

Responsabilidades registadas nas contas (Passivo)

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
No início do período		12 858
No fim do período		14 357



c) Outros benefícios

Variação das responsabilidades

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
Responsabilidades no início do período		9 376
Custo de serviço e juro		585
Benefícios pagos		(333)
(Ganhos)/Perdas actuariais		(478)
Responsabilidades no fim do período		9 150

Perdas actuariais não reconhecidas

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
No início do período		
Amortização		
(Ganhos)/perdas - responsabilidades		(478)
No fim do período		(478)

Responsabilidades registadas nas contas (Passivo)

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
No início do período		9 376
No fim do período		9 628

d) Principais pressupostos utilizados nos estudos actuariais reportados a 31 de Dezembro de 2006

	2007	2006
Taxa anual de desconto		4,50%
Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada		10,00%
Taxa anual de crescimento dos salários		3,30%
Taxa anual de crescimento das pensões da Segurança Social		2,25%
Taxa de inflação		2,00%
Taxa anual de crescimento de custos com saúde (durante 6 anos)		4,50%
Taxa anual de crescimento de custos com saúde (após o período de 6 anos)		4,00%
Despesas de gestão (por funcionário /ano)		€ 233
Taxa de crescimento das despesas de gestão – até 2007		4,50%
Taxa de crescimento das despesas de gestão – após 2007		2,70%
Taxa de rendimento (para o ano seguinte)		5,37%
Tábua de mortalidade		TV 88/90



MOVIMENTO DE PROVISÕES

Rubricas	Saldo Inicial	Cisão para a Rede Eléctrica	Aumentos	Reduções	Un: Mil euros Saldo Final
Provisão para processos judiciais em curso	5 061	(5 061)			
Provisão para actos médicos	14 357	(14 357)			
Provisão para outros benef. dos trabalhadores	9 628	(9 628)			
Provisão para outros encargos	40 670			(40 670)	
Total	69 716	(29 046)		(40 670)	

A redução refere-se à reversão da provisão para cobertura do processo sobre dividendos da GALP Energia, SGPS, S.A., cuja decisão do tribunal arbitral foi favorável à REN.

CAPITAL – N.º DE ACÇÕES E VALOR NOMINAL

O capital está representado por 534 000 000 acções escriturais nominativas de um euro cada, encontrando-se totalmente realizado.

MOVIMENTO DE CAPITAIS PRÓPRIOS

Rubricas	Saldo Inicial	Aumentos	Reduções	Un: Mil euros Saldo Final
Capital	534 000			534 000
Ajustes de partes de capital em filiais e associadas				
Reservas	389			389
Reserva Legal	33 634	27 503		61 137
Reservas Livres		83 993		83 993
Resultados Transitados		252 819		252 819
Resultado Líquido do Exercício	550 051	121 681	(550 051)	121 681
Dividendos antecipados	(87 000)		87 000	
Total	1 031 074	485 996	(463 051)	1 054 019

a) A Reserva Legal não está ainda totalmente constituída nos termos da lei pelo que, no mínimo, 5% dos lucros a apropriar destinam-se à sua dotação. Em 1994 a dotação efectuada foi de 10%, e nos anos de 1995 a 2006 de 5%. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do Capital Social.

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

	Un: Mil euros
Saldo Inicial	0
Transferência do Resultado do Exercício de 2006	550 051
Por aplicação em	
Reserva Legal	(27 503)
Reservas Livres	(83 993)
Dividendos	(184 000)
Distribuição de Resultados aos Trabalhadores	(1 736)
Saldo final	252 819

REMUNERAÇÕES DOS ÓRGÃOS SOCIAIS

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

Descrição	Un: Mil euros	
	2007	2006
Conselho de Administração	1 370	1 122
Mesa da Assembleia Geral	2	1
Total	1 372	1 123



DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS FINANCEIROS

Custos e Perdas	2007		2006		Proveitos e Ganhos	Un: Mil euros	
	2007	2006	2007	2006		2007	2006
Juros Suportados	2 837	40 034	Juros obtidos		1 438	698	
Perdas em empresas do Grupo			Ganhos em empresas do Grupo		90 972	7 765	
Diferenças de câmbio desfavoráveis		2	Rendimentos de partic. de capital			40 670	
Outros custos e perdas financeiras	251	1 278	Rendimento de imóveis			306	
Resultados financeiros	89 323	8 133	Diferenças de câmbio favoráveis		1	2	
			Descontos pronto pagam. obtidos			6	
Total	92 411	49 447	Total		92 411	49 447	

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS

Custos e Perdas	2007		2006		Proveitos e Ganhos	Un: Mil euros	
	2007	2006	2007	2006		2007	2006
Donativos	298	780	Ganhos em imobilizações			524 247	
Perdas em imobilizações		803	Benefícios de penalidades contratuais			349	
Multas e penalidades		31	Reduções de provisões		40 670	4 534	
Correcções relativas a exercícios anteriores		9102	Correcções relativas a exercícios anteriores			2 372	
Outros custos e perdas extraordinários		2 654	Outros proveitos e ganhos extraordinários		313	5 357	
Resultados extraordinários	40 685	523 489					
Total	40 983	536 859	Total		40 983	536 859	

a) A rubrica de “Outros Custos e Perdas Extraordinários” inclui os seguintes valores:

Designação	Un: Mil euros	
	2007	2006
Desmontagem de linhas		869
Desmantelamento de centros electroprodutores		212
Insuficiência de estimativa de imposto		1 510
Outros (anulação de IVA não reembolsado)		63
Total		2 654

b) A rubrica de “Outros Proveitos e Ganhos Extraordinários” inclui os seguintes montantes:

Designação	Un: Mil euros	
	2007	2006
Subsídios para investimento		4 651
Venda de sucatas		550
Venda de equipamentos provenientes do descom. de centros electrodutores		5
Regularização de comparticipação ao investimento		116
Outros (excesso de estimativa de imposto)	313	35
Total	313	5 357



OUTRAS INFORMAÇÕES

a) Acréscimos e diferimentos

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

Rubricas	Un: Mil euros	
	2007	2006
Diferença tarifária 2005		154 173
Diferença tarifária 2006		232 511
Défice tarifário		263 566
Plano de Pensões		27 797
Juros a receber	73	
Outros acréscimos de proveitos (energia e serviços fornecidos a terceiros e não facturados no exercício)	25	10 074
Total	98	688 121

Custos Diferidos

Rubricas	Un: Mil euros	
	2007	2006
Impostos diferidos activos		13 086
Reparações e beneficiações do imobilizado		1 081
Juros e outros encargos de empréstimos	5	3 846
Outros custos diferidos (rendas, alugueres, assinaturas, quotizações)		134
Total	5	18 147

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

Designação	Un: Mil euros	
	2007	2006
Saldo inicial		1 760
Acréscimos do exercício		
Transferências para resultados		(680)
		1 081

Acréscimos de custos

Rubricas	Un: Mil euros	
	2007	2006
Férias e subsídios de férias	333	3 545
Juros e encargos a liquidar		6
Outros acréscimos de custos	5	41 290
Total	338	44 841

Proveitos Diferidos

Rubricas	Un: Mil euros	
	2007	2006
Subsídios para investimento		107 792
Direitos de superfície da Central a gás da Tapada do Outeiro		1 797
Benefícios de potência térmica		3 616
Impostos diferidos		216 871
Outros - Diferença de aquisição da participação na REN Atlântico		6 351
Outros - Facturação antecipada de trabalhos a realizar		171
Total		336 598

ii) 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	Un: Mil euros	
	2007	2006
Adiantamentos ao pessoal		29
Consultores, assessores e intermediários		1
Operações diversas com terceiros	264	55 971
Operações diversas com empresas do Grupo	2 866	
Total	3 130	56 001

Outros credores	Un: Mil euros	
	2007	2006
Sindicatos		6
Credores por subscrição não liberada - REN - Serviços de Rede, S.A.		50
Credores diversos		6 743
Operações diversas com empresas do Grupo	55 204	
Total	55 204	6 799

O saldo da conta de credores por operações diversas com empresas do Grupo refere-se a pagamentos feitos pela REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., por conta da SGPS.

c) Trabalhos para a própria empresa

Decomposição dos valores evidenciados na Demonstração de Resultados:

	Un: Mil euros	
Rubricas	2007	2006
Consumos de materiais		449
Encargos directos internos		7 723
Encargos de estrutura		2 746
Encargos financeiros		4 607
Total		15 525

d) Estado e outros entes públicos

Decomposição dos valores evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

	Un: Mil euros	
Designação	2007	2006
Saldos credores	72	48 691
IRC		44 281
Retenção de impostos sobre o rendimento	45	3 880
Contribuições para a Segurança Social	27	530
Saldos devedores	15 734	24 817
IVA	380	24 817
IRC	15 354	

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

Decomposição dos saldos evidenciados no Balanço em 31 de Dezembro:

	Un: Mil euros	
Designação	2007	2006
Outros devedores		
Cauções prestadas de serviços médicos - SÁVIDA		155
Total		155
Outros credores		
Cauções recebidas		990
Total		990

f) Inventário de participações financeiras

Empresas do Grupo	Quantidade	Valor nominal €	Valor unit. ajustado	Valor	% de capital detido
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	20 000	5	49,793	995 851	100
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.	200 000	10	22,435	4 486 968	90
REN Gasodutos, S.A.	404 931 169	1	1,069	432 811 189	100
REN Armazenagem, S.A.	76 385 561	1	1,074	82 036 636	100
REN Atlântico	13 000 000	1	2,804	36 454 524	100
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	586 758 994	1	1,096	643 289 826	100
REN Trading, S.A.	50 000	1	8,675	433 733	100
REN Serviços, S.A.	50 000	1	1,00	50 000	100

g) Relações com os accionistas no exercício

A REN mantém com a Caixa Geral de Depósitos um contrato de um programa de papel comercial no valor de 50 milhões de euros.

O Técnico de Contas

N.º 30 375

Maria Teresa Martins

A Comissão Executiva

José Rodrigues Pereira dos Penedos - Presidente

Aníbal Durães dos Santos

Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista

Rui Manuel Janes Cartaxo

Fernando Henrique Viana Soares Carneiro





Documentos de Certificação das Contas



DOCUMENTOS DE CERTIFICAÇÃO DAS CONTAS

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA INDIVIDUAL



Rua Augusto Macedo, 10 C, Esc. 2
1600-794 Lisboa
Portugal
Telefone: +351 (21) 712 07 34
Fax: +351 (21) 712 07 41
E-mail: jmsroc@jmsroc.pt
Internet: www.jmsroc.pt

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA ELABORADO POR AUDITOR REGISTADO NA CMVM SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA INDIVIDUAL

INTRODUÇÃO

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos a Certificação Legal das Contas e Relatório de Auditoria sobre a informação financeira contida no Relatório de gestão e nas demonstrações financeiras anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2007 da **REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, as quais compreendem: o Balanço em 31 de Dezembro de 2007, (que evidencia um total de 1.295.569 milhares de euros e um total de capital próprio de 1.054.019 milhares de euros, incluindo um resultado líquido de 121.681 milhares de euros), as Demonstrações dos resultados por naturezas e por funções e a Demonstração dos fluxos de caixa do exercício findo naquela data, e o correspondente Anexo ao Balanço e às Demonstrações financeiras.

RESPONSABILIDADES

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração:
 - a preparação do Relatório de gestão e de demonstrações financeiras que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira da Empresa, o resultado das suas operações e os fluxos de caixa;
 - a informação financeira histórica, que seja preparada de acordo com os princípios contabilísticos geralmente aceites e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários;
 - a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados;
 - a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado; e

J. Monteiro & Associados é membro da Russell Bedford International, rede mundial de empresas independentes de auditoria e consultoria

Sociedade por quotas com sede na Rua Augusto Macedo, 10 C, Esc. 2, 1600-794 Lisboa, inscrita na Ordem dos Revisores Oficiais de Contas sob o n.º 168 e na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários sob o n.º 9133 - Contribuinte e Patrocinado na Conservatória do Registo Comercial de Lisboa n.º 502013509 - Capital Social 50.000 Euros



y

- a informação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a sua actividade, posição financeira ou resultados.
3. A nossa responsabilidade consiste em verificar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, designadamente sobre se é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

ÂMBITO

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/Auditoria 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;
 - a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras; e
 - a apreciação se a informação financeira é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.
5. O nosso exame abrangeu ainda a verificação da concordância da informação financeira constante do relatório de gestão com os restantes documentos de prestação de contas.



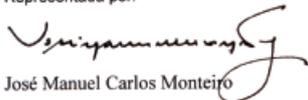
6. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

OPINIÃO

7. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira da **REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, em 31 de Dezembro de 2007, o resultado das suas operações e os fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal e a informação nelas constante é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Lisboa, 6 de Março de 2008

J. MONTEIRO & ASSOCIADOS
Sociedade de Revisores Oficiais de Contas, Lda.
Inscrita na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários sob o nº 9155
Representada por:



José Manuel Carlos Monteiro



CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA



Rua Augusto Macedo, 10 C, Esc. 2
1660-794 Lisboa
Portugal
Telefone: +351 (21) 712 07 34
Fax: +351 (21) 712 07 41
E-mail: jmonro@jmonro.pt
Internet: www.jmonro.pt

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA ELABORADO POR AUDITOR REGISTADO NA CMVM SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

INTRODUÇÃO

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos a Certificação Legal das Contas e Relatório de Auditoria sobre a informação financeira contida no Relatório e Contas Consolidadas e nas demonstrações financeiras consolidadas anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2007, da **REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, as quais compreendem: o Balanço consolidado em 31 de Dezembro de 2007 (que evidencia um total de 3.969.534 milhares de euros e um total de capital próprio de 1.006.329 milhares de euros, incluindo um resultado líquido de 145.208 milhares de euros), a Demonstração dos resultados consolidados, a Demonstração dos rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, e a Demonstração dos fluxos de caixa consolidados do exercício findo naquela data, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras consolidadas.

RESPONSABILIDADES

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração:
 - a) a preparação do Relatório e Contas Consolidadas e de demonstrações financeiras consolidadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados;
 - b) a informação financeira histórica, que seja preparada de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários;

J. Monteiro & Associados é membro de Russell Bedford International, rede mundial de empresas independentes de auditoria e consultoria
Sociedade por quotas com sede na Rua Augusto Macedo, 10 C, Esc. 2, 1660-794 Lisboa, inscrita na Ordem dos Revisores Oficiais de Contas sob o n.º 340 e na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários sob o n.º 9155 - Contribuinte e Matriculada na Conservatória do Registo Comercial de Lisboa n.º 505913059 - Capital Social 99.900 Euros



- c) a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados;
 - d) a manutenção de sistemas de controlo interno apropriados; e
 - e) a informação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a actividade do conjunto das empresas incluídas na consolidação, a sua posição financeira ou resultados.
3. A nossa responsabilidade consiste em verificar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, designadamente sobre se é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

ÂMBITO

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/Auditoria 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 consolidadas estão isentas de distorções materialmente relevantes. Para tanto o referido exame incluiu:
- a verificação de as demonstrações financeiras das empresas incluídas na consolidação terem sido apropriadamente examinadas e, para os casos significativos em que o não tenham sido, a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e divulgações nelas constantes e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação;
 - a verificação das operações de consolidação e da aplicação do método da equivalência patrimonial;
 - 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;



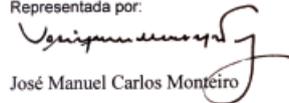
- a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras consolidadas; e
 - a apreciação se a informação financeira consolidada é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.
5. O nosso exame abrangeu ainda a verificação da concordância da informação financeira consolidada constante do Relatório e Contas Consolidadas com os restantes documentos de prestação de contas.
6. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

OPINIÃO

7. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras consolidadas apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira consolidada da **REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, em 31 de Dezembro de 2007, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados no exercício findo naquela data, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e a informação nelas constante é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Lisboa, 6 de Março de 2008

J. MONTEIRO & ASSOCIADOS
Sociedade de Revisores Oficiais de Contas, Lda.
Inscrita na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários sob o nº 9155
Representada por:


José Manuel Carlos Monteiro

RELATÓRIO DE AUDITORIA SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA INDIVIDUAL



PricewaterhouseCoopers
& Associados - Sociedade de
Revisores Oficiais de Contas, Lda.
Palácio Sottomayor
Rua Sousa Martins, 1 - 3º
1069-316 Lisboa
Portugal
Tel +351 213 599 000
Fax +351 213 599 999

Relatório de Auditoria sobre a Informação Financeira Individual

Introdução

1 Nos termos da legislação aplicável, apresentamos o nosso Relatório de Auditoria sobre a informação financeira individual contida no Relatório de Gestão e nas Demonstrações Financeiras anexas da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., as quais compreendem o Balanço em 31 de Dezembro de 2007, (que evidencia um total de 1.295.569 milhares de euros, e um total de capital próprio de 1.054.019 milhares de euros e um resultado líquido de 121.681 milhares de euros), as Demonstrações dos resultados, por naturezas e por funções, a Demonstração dos fluxos de caixa do exercício findo naquela data, e os correspondentes Anexos.

Responsabilidades

2 É da responsabilidade do Conselho de Administração (i) a preparação de demonstrações financeiras que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira da empresa, o resultado das suas operações e os fluxos de caixa; (ii) que a informação financeira histórica seja preparada em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários; (iii) a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados; (iv) a manutenção de sistemas de controlo interno apropriados; e (v) a divulgação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a actividade da empresa, a sua posição financeira ou os resultados.

3 A nossa responsabilidade consiste em verificar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, designadamente sobre se é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

Âmbito

4 O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/Auditoria 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 não contém distorções materialmente relevantes. Para tanto o referido exame incluiu: (i) a verificação da aplicação do método da equivalência patrimonial; (ii) a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias; (iii) a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade; (iv) a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras; e (v) a



REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A.

apreciação se a informação financeira é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

5 O nosso exame abrangeu ainda a verificação da concordância da informação financeira constante do Relatório de Gestão com os restantes documentos de prestação de contas.

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

Opinião

7 Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. em 31 de Dezembro de 2007, o resultado das suas operações e os fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Portugal e a informação nelas constante é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Lisboa, 6 de Março de 2008

PricewaterhouseCoopers & Associados, S.R.O.C., Lda.
Inscrita na Comissão de Valores Mobiliários sob o nº 9077
representada por:

Jorge Manuel Santos Costa, R.O.C.

(JSC/MHS/FJB)

RELATÓRIO DE AUDITORIA SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA



PricewaterhouseCoopers
& Associados - Sociedade de
Revisores Oficiais de Contas, Lda.
Palácio Sottomayor
Rua Sousa Martins, 1 - 3º
1069-316 Lisboa
Portugal
Tel +351 213 599 000
Fax +351 213 599 999

Relatório de Auditoria sobre a Informação Financeira Consolidada

Introdução

1 Nos termos da legislação aplicável, apresentamos o nosso Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada contida no Relatório e Contas Corporativo e nas Demonstrações Financeiras consolidadas anexas da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., as quais compreendem o Balanço consolidado em 31 de Dezembro de 2007, (que evidencia um total de 3.969.534 milhares de euros, e um total de capital próprio de 1.006.329 milhares de euros, o qual inclui interesses minoritários de 555 milhares de euros e um resultado do período atribuível a detentores de capital de 145.150 milhares de euros), a Demonstração dos resultados consolidados, a Demonstração dos rendimentos e gastos reconhecidos no exercício e a Demonstração de fluxos de caixa consolidados do exercício findo naquela data, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras consolidadas.

Responsabilidades

2 É da responsabilidade do Conselho de Administração (i) a preparação de demonstrações financeiras consolidadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados; (ii) que a informação financeira histórica seja preparada em conformidade com as normas internacionais de relato financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários; (iii) a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados; (iv) a manutenção de sistemas de controlo interno apropriados; e (v) a divulgação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a actividade do conjunto das empresas incluídas na consolidação, a sua posição financeira ou os resultados.

3 A nossa responsabilidade consiste em verificar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, designadamente sobre se é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

Âmbito

4 O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/Auditoria 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 consolidadas não contém distorções materialmente relevantes. Para tanto o referido exame incluiu: (i) a verificação de



REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A.

as demonstrações financeiras das empresas incluídas na consolidação terem sido apropriadamente examinadas e, para os casos significativos em que o não tenham sido, a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e divulgações nelas constantes e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação; (ii) a verificação das operações de consolidação e da aplicação do método da equivalência patrimonial; (iii) a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias; (iv) a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade; (v) a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras consolidadas; e (vi) a apreciação se a informação financeira consolidada é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

5 O nosso exame abrangeu ainda a verificação da concordância da informação financeira consolidada constante do Relatório e Contas Corporativo com os restantes documentos de prestação de contas.

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

Opinião

7 Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras consolidadas apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira consolidada da REN – Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. em 31 de Dezembro de 2007, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados no exercício findo naquela data, em conformidade com as normas internacionais de relato financeiro (IFRS) tal como adoptados na União Europeia e a informação nelas constante é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Lisboa, 6 de Março de 2008

PricewaterhouseCoopers & Associados, S.R.O.C., Lda.
Inscrita na Comissão de Valores Mobiliários sob o nº 9077
representada por:

Jorge Manuel Santos Costa, R.O.C.

(JSC/MHS/FJB)

RELATÓRIO E PARECER DA COMISSÃO DE AUDITORIA

CONTAS CONSOLIDADAS

No âmbito das competências que lhe estão atribuídas, a Comissão de Auditoria acompanhou a evolução da actividade da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., e empresas participadas, zelou pela observância da lei, regulamentos e contrato de sociedade, supervisionou o cumprimento das políticas e práticas contabilísticas e fiscalizou o processo de preparação e divulgação da informação financeira, a revisão legal de contas, a eficácia dos sistemas de controlo interno, gestão de riscos, bem como a independência e actividade do Revisor Oficial de Contas e do Auditor Externo.

A Comissão de Auditoria examinou igualmente a informação financeira contida no Relatório e Contas que inclui as demonstrações financeiras consolidadas anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2007, da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., as quais compreendem: o Balanço em 31 de Dezembro de 2007, a Demonstração dos resultados consolidados, a Demonstração dos rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, e a Demonstração dos fluxos de caixa consolidados do exercício findo naquela data, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras consolidadas, bem como o Relatório de Gestão preparado pelo Conselho de Administração para o Exercício de 2007.

A Comissão de Auditoria analisou a Certificação Legal das Contas e Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada, elaborado pelo Revisor Oficial de Contas, o qual mereceu o seu acordo.

Adicionalmente, a Comissão de Auditoria analisou o Relatório de Auditoria sobre a Informação Financeira Consolidada, elaborado pelo Auditor Externo, que também mereceu o seu acordo.

Face ao exposto, a Comissão de Auditoria é de opinião que as Demonstrações financeiras consolidadas e o Relatório de Gestão, bem como a proposta nele expressa, estão de acordo com as disposições contabilísticas, legais e estatutárias aplicáveis, pelo que recomenda a sua aprovação em Assembleia Geral de Accionistas.

Lisboa, 6 de Março de 2008



EXTRACTO DA ACTA DA ASSEMBLEIA GERAL DE ACCIONISTAS DA REN, SGPS, S.A.

ACTA Nº 1/2008

(...) "tendo o Conselho de Administração apresentado o seguinte aditamento à proposta de aplicação de resultados inicial, mantendo-se inalterados os valores constantes da proposta inicial para a Reserva Legal, no montante de € 6 084 072 (seis milhões, oitenta e quatro mil e setenta e dois euros) e para Outras Reservas, no montante de € 19 225 668 (dezanove milhões, duzentos e vinte cinco mil, seiscentos e sessenta e oito euros):" [e que] (...) "seja alterado o valor proposto para dividendos e para resultados transitados, nos seguintes termos:

1. Dividendos: 87 042 000 euros
2. Resultados transitados: 9 329 702 euros

Desta forma o valor do dividendo por acção será de 0,163 euros.

Não obstante, qualquer remanescente do valor afecto à distribuição de resultados será integrado nos resultados transitados."

(...) "a proposta (...) foi aprovada por maioria dos votos emitidos (356 533 393 votos a favor, 2 840 votos contra e 10 490 abstenções, correspondentes a 99,999% de votos a favor e 0,001% de votos contra).

No âmbito da discussão do Ponto Sete da ordem do dia, o Senhor Presidente da Mesa informou os presentes de que a Mesa havia recebido apenas uma proposta, subscrita pelos Senhores Accionistas Caixa Geral de Depósitos, S.A., Parpública - Participações Públicas (SGPS), S.A., Logoenergia, SGPS, S.A. e EDP - Energias de Portugal, S.A., a que se juntou, no decorrer dos trabalhos, o Senhor Accionista António Alberto França de Oliveira, com o seguinte teor" (...)

"Os órgãos de administração e fiscalização da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. desempenharam as suas funções durante o exercício de 2007 com elevadíssima qualidade e profissionalismo, atendendo, entre outros aspectos, à consolidação da integração das actividades das fileiras do gás e da electricidade e à oferta pública inicial que resultou na admissão à negociação na Euro-next Lisbon de uma parcela do capital social da sociedade;

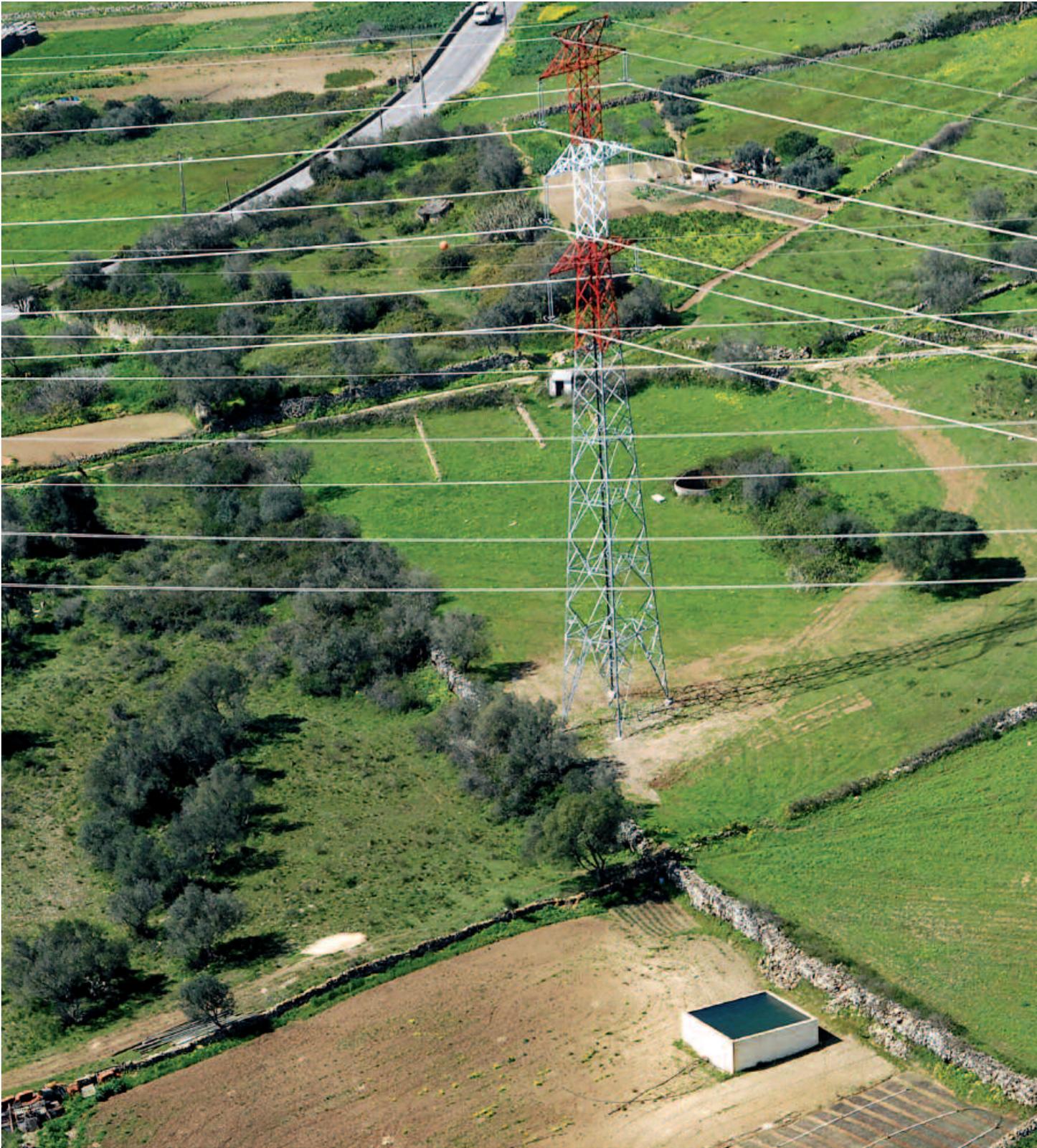
(...) propõe-se à Assembleia Geral da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (...)

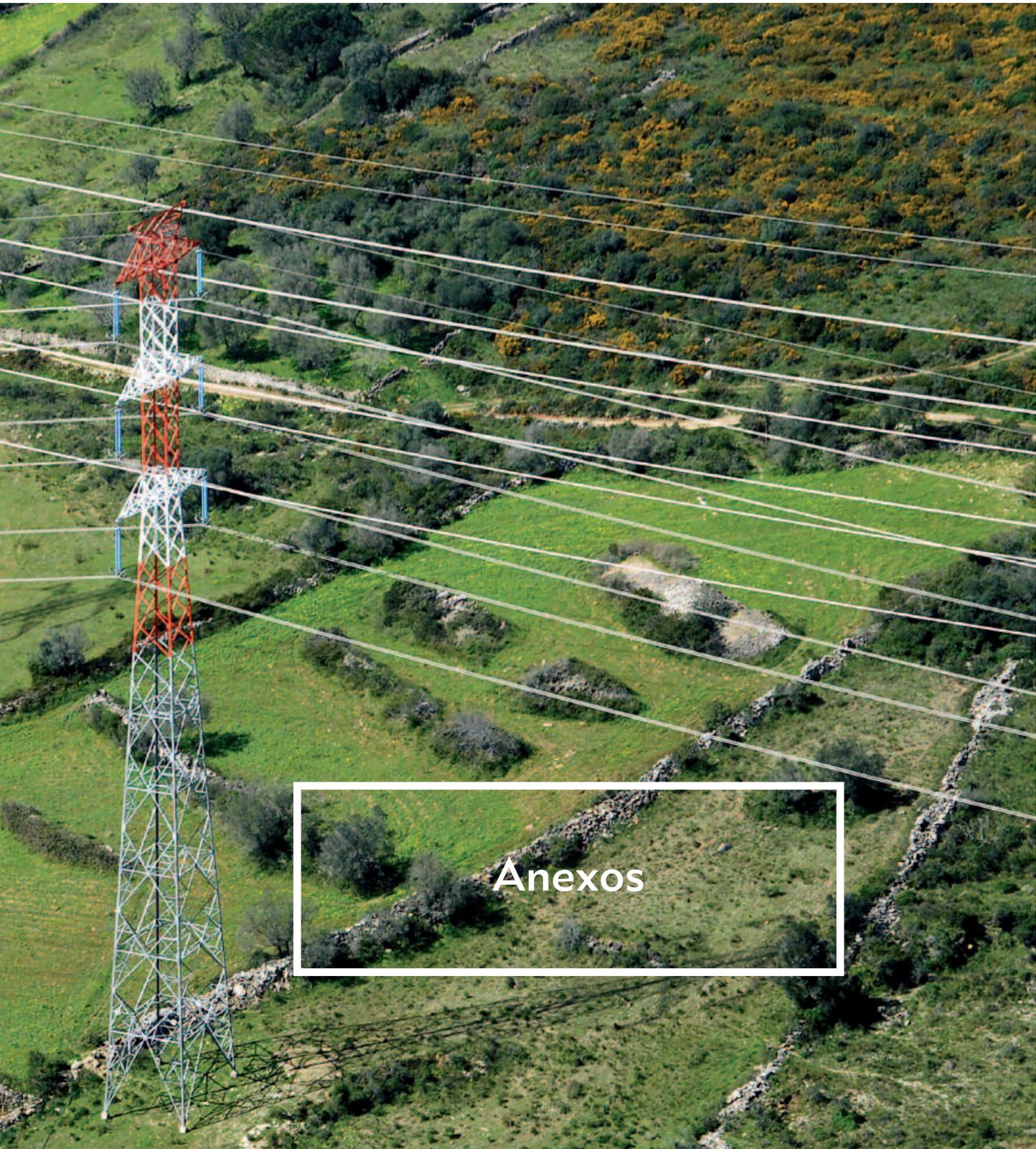
Um voto de confiança e louvor ao Conselho de Administração e a cada um dos seus membros pelo desempenho das suas funções de administração durante o exercício de 2007;

Um voto de confiança e louvor à Comissão de Auditoria e a cada um dos seus membros pelo desempenho das suas funções de fiscalização durante o exercício de 2007;

Um voto de confiança e louvor ao Revisor Oficial de Contas pelo desempenho das suas funções durante o exercício de 2007."

(...) "a proposta (...) foi aprovada por unanimidade dos votos emitidos (356 506 723 votos a favor, 0 votos contra e 40 000 abstenções, correspondentes a 100% de votos a favor)."





Anexos

ANEXOS

PRINCIPAIS ACCIONISTAS E ACÇÕES DETIDAS PELOS MEMBROS DE ÓRGÃOS SOCIAIS

Com referência a 31 de Dezembro de 2007, os accionistas que, nos termos do disposto no artigo 20.º do Código dos Valores Mobiliários, detinham participações qualificadas representativas de, pelo menos, 2% do capital social da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. eram os seguintes:

	N.º Acções	% Capital	% Voto
Parpública - Participações			
Públicas (SGPS), S.A.	165 545 340	31,00%	31,00%
Caixa Geral de Depósitos, S.A.	106 794 660	20,00%	20,00%
EDP - Energias de Portugal, S.A.	26 700 000	5,00%	5,00%
Gestmin, SGPS, S.A.	27 054 420	5,07%	5,07%
Logopenergia, SGPS, S.A.	34 853 562	6,53%	6,53%
Oliren, SGPS, S.A.	26 700 000	5,00%	5,00%
Red Eléctrica de España, S.A.	26 700 000	5,00%	5,00%

Nos termos e para os efeitos do disposto no artigo 447.º do Código das Sociedades Comerciais, o número de acções detidas pelos membros de Órgãos Sociais no final do exercício de 2007 são como se segue:

31.12.2007	
N.º Acções ¹⁴	
Mesa da Assembleia Geral	
Paulo Miguel Garcês Ventura (Vice Presidente)	0 (zero)
Comissão de Auditoria	
José Luís Alvim Marinho	0 (zero)
José Frederico Vieira Jordão	0 (zero)
Conselho de Administração	
José Rodrigues Pereira dos Penedos	50 490 ¹⁵
Aníbal Durães dos Santos	10 250 ¹⁶
Vitor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista	3 810 ¹⁷
Rui Manuel Janes Cartaxo	980 ¹⁸
Fernando Henrique Viana Soares Carneiro	0 (zero)
Luís Maria Atienza Serna	0 (zero)
Gonçalo José Zambrano de Oliveira	26 700 000 ¹⁹
Manuel Carlos Mello Champalimaud	27 107 340 ²⁰

¹⁴ Compreende as acções dos membros dos órgãos de administração e de fiscalização da REN, assim como, se aplicável, (i) do cônjuge não separado judicialmente, seja qual for o regime matrimonial de bens; (ii) dos descendentes de menor idade; (iii) das pessoas em cujo nome as acções ou obrigações se encontrem, tendo sido adquiridas por conta das pessoas referidas no n.º 1 e nas alíneas a) e b) do n.º 4 do artigo 447.º do Código das Sociedades Comerciais; e (iv) as pertencentes a sociedade de que as pessoas referidas no n.º 1 e nas alíneas a) e b) do referido número sejam sócios de responsabilidade ilimitada, exerçam a gerência ou algum dos cargos referidos no n.º 1 ou possuam, isoladamente ou em conjunto com pessoas referidas nas alíneas a), b) e c) do referido número, pelo menos metade do capital social ou dos votos correspondentes a este.

¹⁵ Compreende 50 000 acções detidas directamente e 490 acções detidas pelo cônjuge.

¹⁶ Compreende 10 000 acções detidas directamente e 250 acções detidas pelo cônjuge.

¹⁷ Compreende 3 330 acções detidas directamente e 480 acções detidas pelo cônjuge.

¹⁸ Compreende 490 acções detidas directamente e 490 acções detidas pelo cônjuge.

¹⁹ Corresponde às acções detidas pelo accionista Oliren, SGPS, S.A., as quais são imputáveis para efeitos do artigo 447.º do Código das Sociedades Comerciais em virtude do exercício da função de Presidente do órgão de Administração dessa sociedade.

²⁰ Compreende 52 920 acções detidas directamente e 27 054 420 acções detidas pelo accionista Gestmin, SGPS, S.A., as quais são imputáveis para efeitos do artigo 447.º do Código das Sociedades Comerciais em virtude do exercício da função de Presidente do órgão de Administração dessa sociedade.

²¹ Compreende a lista das acções abrangidas pelos n.º 1 e n.º 2 do artigo 447.º do Código das Sociedades Comerciais relativamente a cada uma das pessoas referidas no n.º 1 desse artigo, com menção dos factos enumerados nesses mesmos números e no n.º 3 do aludido artigo 447.º do Código das Sociedades Comerciais.

²² Cônjuge de José Rodrigues Pereira dos Penedos.

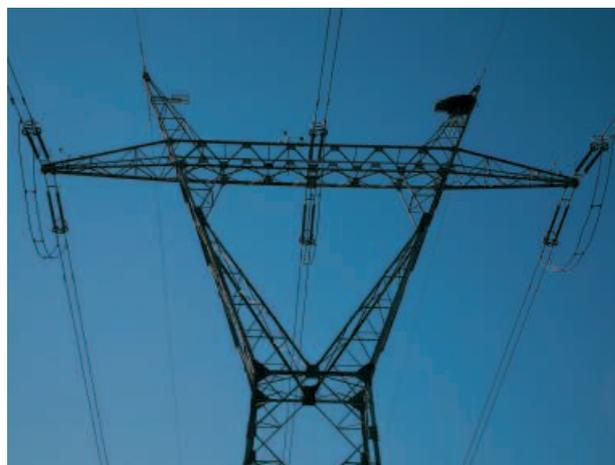
²³ Cônjuge de Aníbal Durães dos Santos.

²⁴ Cônjuge de Vitor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista.

²⁵ Cônjuge de Rui Manuel Janes Cartaxo.

Durante o exercício de 2007, os seguintes membros de Órgãos Sociais realizaram as seguintes operações de negociação de acções da REN:

	N.º Acções ²¹ adquiridas	Data	Contrapartida paga por acção
Mesa da Assembleia Geral	0 (zero)		0 (zero)
Comissão de Auditoria	0 (zero)		0 (zero)
Conselho de Administração			
José Rodrigues Pereira dos Penedos	50 000	10/07/2007	€ 3,458
Levinda de Lourdes Martins			
Pereira dos Penedos ²²	490	10/07/2007	€ 2,704
Aníbal Durães dos Santos	10 000	16/07/2007	€ 3,794
Raquel de Jesus Delgado dos Santos ²³	250	09/07/2007	€ 2,711
Vitor Manuel da Costa Antunes			
Machado Baptista	3 330	10/07/2007	€ 2,624
Maria Isabel Rodrigues			
da Costa Baptista ²⁴	480	10/07/2007	€ 2,706
Rui Manuel Janes Cartaxo	490	09/07/2007	€ 2,704
Ana Rosa Ferreira de Freitas ²⁵	490	09/07/2007	€ 2,704
Manuel Carlos Mello Champalimaud	52 920	09/07/2007	€ 2,750



DECLARAÇÃO DE CONFORMIDADE

Nos termos e para os efeitos do disposto na alínea c) do número 1 do artigo 245.º do Código dos Valores Mobiliários, os membros do Conselho de Administração da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., abaixo identificados, na qualidade e no âmbito das funções que lhes competem, tal como aí referidas, declaram que, tanto quanto é do seu conhecimento:

(i) a informação constante do relatório de gestão, as contas anuais, a certificação legal de contas e demais documentos de prestação de contas exigidos por lei ou regulamento, relativamente ao exercício social findo em 31 de Dezembro de 2007, foram elaborados em conformidade com as normas contabilísticas aplicáveis, dando uma imagem verdadeira e apropriada do activo e do passivo, da situação financeira e dos resultados da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., e das empresas incluídas no respectivo perímetro de consolidação;

(ii) o relatório de gestão relativo àquele exercício social expõe fielmente a evolução dos negócios, do desempenho e da posição da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., e das empresas incluídas no respectivo perímetro de consolidação, contendo uma descrição dos principais riscos e incertezas com que se defrontam.

Lisboa, 6 de Março de 2008

José Rodrigues Pereira dos Penedos
(Presidente)

Aníbal Durães dos Santos
(Administrador Executivo)

Vítor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista
(Administrador Executivo)

Rui Manuel Janes Cartaxo
(Administrador Executivo)

Fernando Henrique Viana Soares Carneiro
(Administrador Executivo)

Luís Maria Atienza Serna
(Administrador)

Gonçalo José Zambrano de Oliveira
(Administrador)

Manuel Carlos Mello Champalimaud
(Administrador)

José Luís Alvim Marinho
(Presidente da Comissão de Auditoria)

José Frederico Vieira Jordão
(Membro da Comissão de Auditoria)

GLOSSÁRIO FINANCEIRO

Capex	Investimento a custos directos externos sem custos de estrutura
Capital Empregue Médio	Capital Próprio + Dívida Financeira Líquida
Debt to Equity	Dívida Líquida / Capitais Próprios
Dívida Líquida	Dívida financeira de curto e longo prazo - Disponibilidades
Dividendo por acção	Dividendo Ordinário / Número total de acções
EBIT	Earnings before interest and taxes
EBIT corrigido 2006	EBIT – Mais-valia alienação GALP + Imparidade Terrenos – Rendas de terrenos de anos anteriores
EBIT corrigido 2007	EBIT – Anulação provisão GALP + Venda terreno (Pego) – Convergência tarifária – provisão
EBITDA	Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization
EBITDA corrigido 2006	EBITDA – Mais-valia alienação GALP + Imparidade terrenos – Rendas de terrenos de anos anteriores
EBITDA corrigido 2007	EBIT – Anulação provisão GALP + Venda terreno (Pego) – Convergência tarifária – provisão
Margem de EBITDA corrigido	EBITDA corrigido / Volume de Negócios
Pay-out ratio	Dividendos ordinários / Resultados Líquidos
Rentabilidade do Activo (ROA)	EBIT corrigido / Activo líquido
Rentabilidade do Capital Empregue Médio (ROACE)	Resultado Operacional após imposto / Capital Empregue médio
Rentabilidade dos Capitais Próprios (ROE)	Resultados Líquidos / Capitais Próprios
Volume de Negócios	Vendas e Prestações de Serviços

GLOSSÁRIO TÉCNICO

Chave de siglas e unidades

AT	Alta Tensão
BCE	Banco Central Europeu
BEI	Banco Europeu de Investimento
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CIGRÉ	Conferência Internacional das Grandes Redes Eléctricas
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
C.P.	Curto Prazo
CPR	Companhia Portuguesa de Rating, S.A.
Dec.	Decreto
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DR	Diário da República
DRS	Disaster Recovery System
DWDM	Dense Wavelength Division Multiplexing
EDP	Energias de Portugal, S.A.
EGIG	European Gas pipeline Incident data Group
ENF	Energia não fornecida
ERGEG	European Regulators Group for Electricity and Gas
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETSO	European Transmission System Operators
EUA	European Union Allowances
EURELECTRIC	Agrupamento Europeu de Empresas de Electricidade
FER	Directiva sobre Fontes de Energia Renovável
GDP	Gás de Portugal, SGPS, S.A.
GEE	Gases com efeito de estufa
GMRS	Gas Regulating and Metering Station
GN	Gás natural
GNL	Gás natural liquefeito
GRM	Estação de regulação e medida
IFRS	Normas internacionais de relato financeiro
IHPC	Índice Harmonizado de Preços do Consumidor
IMIT	Imposto Municipal sobre as Transmissões Onerosas de Imóveis
IOPS	Instituições Oficiais de Previdência Social
IP	Internet Protocol
IRC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
ITC	Inter TSO Compensation
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
I&D	Investigação e desenvolvimento
MLP	Médio e Longo Prazo
MAT	Muito Alta Tensão
MEFF	Mercado Espanhol de Opções e Futuros Financeiros

MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
OCDE	Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Económico
OMEL	Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.
OMI	Operador do Mercado Ibérico de Energia
OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S. A.
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.
PIB	Produto Interno Bruto
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
POC	Plano Oficial de Contabilidade Portuguesa
PPEC	Plano para a Promoção da Eficiência no Consumo de electricidade
PRE	Produtores em Regime Especial
RAB	Regulatory Asset Base
RCCP	Rendibilidade Corrente dos Capitais Próprios
RDI	Rede de dados industrial
RECS	Renewable Energy Certificate System
RENTELECOM	RENTELECOM – Comunicações, S.A.
RNDGN	Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
RNTGN	Rede Nacional de Transporte de Gás Natural
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL
ROA	Rendibilidade do Activo
RQS	Regulamento de Qualidade de Serviço
SAP	Sistema de aplicações e produtos para processamento de dados
SDH	Synchronous Digital Hierarchy
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SGNL	Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A.
SGPS	Sociedade Gestora de Participações Sociais
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
TEE	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica
TEN	Trans European Networks
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TSO	Transmission System Operators
UCTE	União para a Coordenação do Transporte de Electricidade
UE	União Europeia
UGS	Tarifa de Uso Geral do Sistema
URT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte
VAB	Valor Acrescentado Bruto

Unidades

bcm	10 ⁹ metros cúbicos
cent.€	cêntimos de euro
EUR	euro
€	euro
GHz	gigahertz
GJ	gigajoule
GW	gigawatt
GWh	gigawatt hora
k€	milhares de euros
km	quilómetro
kt	quilotonelada
kV	quilovolt
kWh	quilowatt hora
m³	metro cúbico
m³(n)	metro cúbico normal (volume de gás medido a 0° Celsius e à pressão de 1 atmosfera)
M€	milhões de euros
mEuros	milhares de euros
MVA	megavolt-ampere
Mvar	megavolt-ampere reactivo
MW	megawatt
MWh	megawatt hora
p.b.	pontos base
p.p.	pontos percentuais
s	segundo
t	tonelada
tcm	10 ¹² metros cúbicos
tec	tonelada equivalente de carvão
TWh	terawatt-hora
USD	dólar americano
US\$	dólar americano

DIPLOMAS LEGAIS

Alguns diplomas relativos ao sector energético publicados em 2007

Resolução n.º 4/2007, DR 15 Série I, de 22 de Janeiro.
Exonera, a seu pedido, o presidente do conselho de administração da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e nomeia o Prof. Doutor Vítor Manuel da Silva Santos, como novo presidente, e o Prof. Doutor José Monteiro Fernandes Braz, como novo vogal.

Despacho n.º 1384-A/2007, DR 20 Série II, de 29 de Janeiro.
Aprova os perfis iniciais e o diagrama de carga de referência para 2007.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 50/2007, DR 62 Série I, de 28 de Março.
Aprova medidas de implementação e promoção da Estratégia Nacional para a Energia.

Decreto-Lei n.º 101/2007, DR 65 Série I, de 2 de Abril.
Simplifica o licenciamento de instalações eléctricas, quer de serviço público quer de serviço particular, alterando os Decretos-Lei n.º 26852, de 30 de Julho de 1936, 517/80, de 31 de Outubro, e 272/92, de 3 de Dezembro.

Portaria n.º 481/2007, DR 77 Série I, de 19 de Abril.
Altera a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro, que determina que os titulares de licenças vinculadas de produção associadas a centros produtores hidroeléctricos ou termoeléctricos devem proceder à aquisição ou arrendamento à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) dos terrenos que constituem o sítio a eles afecto.

Decreto-Lei n.º 199/2007, DR 96 Série I, de 18 de Maio.
Estabelece a primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que procede à definição das condições da cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE) e à criação de medidas compensatórias relativamente à posição de cada parte contratante naqueles contratos.

Decreto-Lei n.º 225/2007, DR 105 Série I, de 31 de Maio.
Concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional para a energia, estabelecida através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro.

Decreto-Lei n.º 226-A/2007, DR 105 Série I, 2.º Suplemento, de 31 de Maio.
Estabelece o regime da utilização dos recursos hídricos.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 74/2007, DR 106 Série I, de 1 de Junho.
Determina um conjunto de condições do processo de privatização da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 87/2007, DR 129 Série I, de 6 de Junho.
Determina um conjunto de condições complementares do processo de privatização da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

Despacho n.º 11658/2007, DR 113 Série II, de 14 de Junho.
Instalação da central de ciclo combinado pela Galp Power como estruturante para a economia nacional.

Despacho n.º 12741/2007, DR 118 Série II, de 21 de Junho.
Estabelece as condições comerciais de ligação às redes de transporte e distribuição de energia eléctrica.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 86/2007, DR 126 Série I, de 3 de Julho.
Aprova o Quadro de Referência Estratégico Nacional para o período 2007-2013.

Despacho n.º 14669-AZ/2007, DR 129 Série II, de 6 de Julho, 2.º Suplemento.
Aprova o Regulamento de Operação das Infra-Estruturas (ROI) para o sector do gás natural.

Despacho n.º 15290/2007, DR 133 Série II, de 12 de Julho.
Aprovação das adendas aos acordos relativos à cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia entre a REN e a EDP.

Despacho n.º 15291/2007, DR 133 Série II, de 12 de Julho.
A requerimento da EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., fixa a taxa de juro anual, nos termos e para os efeitos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 7.º do Decreto-lei n.º 240/2004.

Portaria n.º 782/2007, DR 138 Série I, de 19 de Julho.

Reconhece a entidade gestora dos mercados diários e intra-diário do MIBEL e estabelece as regras especiais ou obrigações de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso.

Portaria n.º 611/2007, DR 139 Série II, de 20 de Julho.

Define a taxa nominal referenciada ao custo médio de capital aplicável a cada produtor de energia eléctrica, contraente de contratos de aquisição de energia (CAE) que sejam objecto de cessação antecipada.

Decreto-Lei n.º 264/2007, DR 141 Série I, de 24 de Julho.

Altera os Decretos-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, e 172/2006, de 23 de Agosto, concretizando um conjunto de medidas destinadas à implementação de uma nova etapa na concretização e aprofundamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

Despacho n.º 16982/2007, DR 148 Série II, de 2 de Agosto.

Estabelece a Taxa de utilização de recursos hídricos - Rede Nacional de Transporte de Electricidade.

Despacho n.º 17744-A/2007, DR 154 Série II, de 10 de Agosto.

Aprova a revisão do Regulamento Tarifário, do Regulamento das Relações Comerciais e do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações. Aprova o Regulamento de Operação das Redes, o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas e respectivos avisos, o Manual de Procedimentos do Agente Comercial, o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e o Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

Decreto-Lei n.º 288/2007, DR 158 Série I, de 17 de Agosto.

Concede aos requerentes de autorizações ou licenciamentos de instalações industriais, de instalações do Sistema Eléctrico Nacional, do Sistema Nacional de Gás Natural e do Sistema Petrolífero Nacional, a possibilidade de instruírem desde logo os respectivos pedidos com os pareceres obrigatórios.

Lei n.º 57/2007, DR 168 Série I, de 31 de Agosto.

Autoriza o Governo a aprovar o regime jurídico de acesso e exercício das actividades de produção de energia eléctrica a partir da energia das ondas.

Despacho n.º 24145/2007, DR 203 Série II, de 22 de Outubro.

Aprova as condições gerais do contrato de uso do terminal de GNL, do contrato de uso do armazenamento subterrâneo de gás natural e do contrato de uso da rede de transporte do sistema nacional de gás natural.

Decreto-Lei n.º 363/2007, DR 211 Série I, de 2 de Novembro.

Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de microprodução.

Portaria n.º 1450/2007, DR 217 Série I, de 12 de Novembro.

Regulamenta o regime de utilização dos recursos hídricos, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio.

Despacho n.º 27332/2007, DR 233 Série II, de 4 de Dezembro.

Aprova as regras conjuntas de contratação da capacidade de interligação Portugal-Espanha.

Decreto-Lei n.º 391-A/2007, DR 246 Série I, Suplemento, de 21 de Dezembro.

Primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que estabelece o regime da utilização dos recursos hídricos.



INDICADORES TÉCNICOS

Alguns indicadores dos sistemas energéticos

Exploração da Rede Eléctrica		2002	2003	2004	2005	2006	2007	Evolução (2007/2006)
PRODUÇÃO HIDRÁULICA	GWh	7 261	14 670	9 216	4 523	10 204	9 522	(7%)
Centrais SEP	GWh	6 764	13 965	8 818	4 360	9 708	9 194	(5%)
Centrais SENV	GWh	497	705	398	163	496	328	(34%)
PRODUÇÃO TÉRMICA	GWh	29 357	22 394	25 749	30 621	25 478	23 424	(8%)
Centrais SEP	GWh	29 357	22 190	22 331	25 533	19 750	17 387	(12%)
Centrais SENV	GWh		204	3 418	5 088	5 728	6 037	5%
PRODUÇÃO TOTAL	GWh	36 618	37 064	34 965	35 144	35 682	32 947	(8%)
TROCAS COM O ESTRANGEIRO (Saldo)	GWh	1 899	2 794	6 480	6 820	5 441	7 488	38%
PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL	GWh	2 820	3 688	4 463	6 545	8 754	10 156	16%
CONSUMO EM BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	GWh	670	485	408	568	703	540	(23%)
CONSUMO TOTAL*	GWh	40 667	43 061	45 500	47 940	49 174	50 050	2%
Evolução anual		1,6%	5,9%	5,7%	5,4%	2,6%	1,8%	
Evolução corr. temp. e dias úteis		2,6%	4,3%	4,5%	4,7%	3,2%	2,4%	
PONTA MÁXIMA								
Rede Produção e Transporte	MW	6 619	7 310	7 453	7 632	7 836	8 121	4%
	dia/mês	1/Set	15/Jan	9/Dez	1/Mar	30/Jan	17/Dez	
Rede Pública Total	MW	7 394	8 046	8 250	8 528	8 804	9 099	3%
	dia/mês	12/Dez	15/Jan	9/Dez	27/Jan	30/Jan	18/Dez	
POTÊNCIA INSTALADA	MW	9 012	9 392	9 893	10 434	10 434	10 402	0%
Hidráulica	MW	4 157	4 277	4 386	4 582	4 582	4 578	0%
Térmica	MW	4 855	5 115	5 507	5 852	5 852	5 820	(1%)
POTÊNCIA INSTALADA PRE	MW	1 168	1 406	1 854	2 391	3 182	3 652	15%
PRODUTIBILIDADE HIDROELÉCTRICA (Ano civil)		0,76	1,33	0,83	0,41	0,98	0,77	(21%)
ARMAZENAMENTO FINAL NAS ALBUFEIRAS	GWh	2 170	1 636	1 377	1 565	2 312	1 396	(40%)
COMPRIMENTO DA REDE	km	6 438	6 544	6 489	6 657	7 018	7 426	6%
400 kV	km	1 301	1 403	1 454	1 500	1 507	1 588	5%
220 kV	km	2 717	2 704	2 838	2 875	3 080	3 177	3%
150 kV	km	2 421	2 438	2 198	2 282	2 431	2 661	9%
60 kV	km	-	-	-	-	-	-	-
POTÊNCIA INSTALADA EM SUBESTAÇÕES	MVA	17 667	19 165	19 398	19 968	21 135	23 097	9%
Transformação	MVA	11 266	11 744	11 977	12 547	13 264	14 526	10%
Autotransformação	MVA	6 401	7 421	7 421	7 421	7 871	8 571	9%
Exploração da Rede de Transporte de Gás								
ENTRADAS DE GÁS	GWh	39 259	38 292	47 818	54 159	51 773	51 113	(1%)
Badajoz	GWh	35 136	31 850	27 791	30 433	23 432	16 430	(30%)
Badajoz (Enagás - trânsito)	GWh	4 122	4 542	4 390	4 403	4 391	1 881	(57%)
Terminal de Sines (GPL)	GWh	0	1 900	15 637	19 318	23 148	31 483	36%
Armazenamento subterrâneo	GWh				5	802	1 319	64%
SAÍDAS DE GÁS	GWh	39 019	38 040	47 443	54 151	51 628	51 262	(1%)
Produção de electricidade	GWh	16 050	13 107	19 963	23 286	20 130	21 363	6%
Distribuição e indústria	GWh	18 849	20 647	22 164	24 342	25 437	27 090	6%
Consumo nacional (Alta pressão)	GWh	34 899	33 754	42 127	47 628	45 567	48 453	6%
Armazenamento subterrâneo	GWh			23	2 040	1 524	933	(39%)
Valença do Minho - Exportação	GWh	0	0	908	74	150	0	(100%)
Valença do Minho (Enagás trânsito)	GWh	4 121	4 286	4 386	4 409	4 387	1 876	(57%)
COMPRIMENTO DA RNTGN								
Gasoduto em alta pressão (84 bar)	km	1 105	1 194	1 218	1 218	1 218	1 218	0%

* Consumos referidos à produção líquida



CONTACTOS

Sendo política da REN facilitar o acesso directo às diversas entidades corporativas do Grupo, são divulgados abaixo os respectivos endereços electrónicos:

Gabinete de Relações com o Investidor

Ana Fernandes – Directora
ana.fernandes@ren.pt

Fernando Torrao
fernando.torrao@ren.pt

REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 LISBOA - Portugal

Telefone: 21 001 35 46
Telefax: 21 001 31 50
E-mail: ir@ren.pt

Gabinete de Comunicação e Imagem

Artur Manuel Anjos Lourenço - Director Coordenador
artur.lourenco@ren.pt

REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 LISBOA - Portugal

Telefone: 21 001 35 00
Telefax: 21 001 31 50
E-mail: comunicacao@ren.pt



Rede Nacional de Transporte de Electricidade

2008

1 Janeiro





FICHA TÉCNICA

Edição

REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 LISBOA - Portugal
Telefone: 21 001 35 00
Telefax: 21 001 31 50
www.ren.pt

Coordenação

Gabinete de Comunicação e Imagem

Concepção, Design e Produção Gráfica

PLINFO Informação, Lda.
Telefone: 21 793 62 65
plinfo@plinfo.pt
www.plinfo.pt

Fotografia

PLINFO
Fototeca REN

Tiragem

1 200 exemplares

ISSN

1646-7612

Depósito Legal

260481/07

NOTAS





